



**UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE CATALUNYA
BARCELONATECH**

**Escola Superior d'Enginyeries Industrial,
Aeroespacial i Audiovisual de Terrassa**

TRABAJO DE FIN DE MÁSTER

**Máster Universitario en Ingeniería Industrial
Máster Universitario en Ingeniería de Organización**

ESTUDIO TÉCNICO, ECONÓMICO Y AMBIENTAL DE POSIBLES ALTERNATIVAS DE UTILIZACIÓN DE BATERÍAS DE COCHE ELÉCTRICO EN SEGUNDA VIDA DENTRO DEL ENTORNO DE LA FÁBRICA SEAT DE MARTORELL

Memoria

Autor:	Pau Miralda Calderón
Director:	Beatriz Amante García
Co-Director:	Antonio D. Utrilla Lomas
Convocatòria:	15 de enero 2020

I. Resumen

En este trabajo se ha estudiado la utilización de baterías en segundo ciclo de vida para el suministro de energía eléctrica en distintas aplicaciones dentro de un entorno industrial. Para ello, primero se realiza una búsqueda de la bibliografía existente y se recopila toda la información necesaria para la realización del estudio. Posteriormente, partiendo de esta información, se ha procedido a elaborar el estudio técnico, económico y ambiental, para valorar así la viabilidad de reutilizar las baterías. Se han planteado como aplicaciones el abastecimiento eléctrico para el departamento de gestión de calidad, el laboratorio de emisiones y el conjunto de ambos.

En el estudio técnico se dimensiona un sistema de acumulación de energía mediante baterías de iones de litio, procedentes de vehículos eléctricos, que han alcanzado el final de su vida útil. Estas baterías usadas, pese a que ya no tienen las prestaciones requeridas para un VE, siguen siendo funcionales para otras aplicaciones. En el estudio técnico se han estimado también las necesidades energéticas del departamento de gestión de calidad y ciencia de materiales de la fábrica SEAT en Martorell. En el estudio económico se valora la viabilidad de cada aplicación teniendo en consideración los recursos y necesidades de la empresa, considerando todos los costes relacionados con la implementación de este sistema y el sistema actual. Finalmente, se han estudiado las propuestas desde un enfoque medioambiental para valorar el impacto de las soluciones propuestas.

Palabras clave:

Batería de iones de litio, segunda vida, reutilización, segundo uso fotovoltaica, SEAT, vehículo eléctrico, Mii electric

II. Resum

Aquest treball estudia la utilització de bateries en segon cycle de vida per al subministrament de energia elèctrica en diverses aplicacions dins d'un entorn industrial. Per fer-ho, primer es realitza una recerca de la bibliografia existent i es recopila tota la informació necessària per a la realització de l'estudi. Posteriorment, partint d'aquesta informació, es procedeix a elaborar els estudis tècnic, econòmic i ambiental, per poder així valorar la viabilitat de reutilitzar les bateries. S'han plantejat com a aplicacions el subministrament elèctric per al departament de qualitat, el laboratori d'emissions i el conjunt d'ambdós.

En l'estudi tècnic es dimensiona un sistema d'acumulació d'energia mitjançant bateries de ions de liti, procedents de vehicles elèctrics, que han arribat al final de la seva vida útil. Aquestes bateries utilitzades, malgrat que ja no tenen les prestacions requerides per a un vehicle elèctric, segueixen sent funcionals per a altres aplicacions. En l'estudi tècnic s'han estimat també les necessitats energètiques del departament de gestió de qualitat i del laboratori d'emissions de la fàbrica SEAT a Martorell. En l'estudi econòmic es valora la viabilitat de cada aplicació tenint en consideració tots els costos relacionats amb la implementació d'aquest sistema i el sistema vigent. Finalment, s'han estudiat les propostes des d'una perspectiva mediambiental per valorar l'impacte de les solucions proposades.

Paraules clau:

Bateria de ions de liti, segona vida, reutilització, segon us, fotovoltaica, SEAT, vehicle elèctric, Mii electric

III. Abstract

This work focuses on the implementation of second-life batteries used for electrical self-consumption in several applications in an industrial environment. To do so, firstly, a research and compilation of the existing bibliography is carried out. Then, a technical, economic and environmental analysis is presented based on this information, in order to evaluate the viability of reusing batteries. The purposed applications for the self-consume presented in this project are the quality department, emissions laboratory and both.

In the technical design an accumulative energy system using ion lithium batteries is sized, obtained from electric vehicles that have ended their useful lifetime. Those batteries, despite not having the suitable benefits that are needed in electric vehicles, are still functional for other applications. In the technical, the electric energy requirements of each proposed application is also estimated. The economical design covers the evaluation of the economic viability of each application, taking into account the resources and needs of the company, considering all the costs related to the implementation of the system and the current energy generation system. Finally, the purposed solutions are analysed from an environmental point of view to evaluate its impact.

Keywords:

Lithium-ion batteries, second lifecycle, reused, photovoltaic, electric vehicle, SEAT, Mii.electric

IV. Glosario

BIL	Baterías de iones de litio
CIRE	Contra incendios con riesgo eléctrico
EDS	Estado de salud
GQ	Gestión de calidad
PFV	Placas fotovoltaicas
PVGIS	Photovoltaic geographical information system
TFE	Trabajo de fin de estudios
TIR	Tasa interna de retorno
SAE	Sistema de acumulación de energía
UPS	Unidad de protección frente a sobrecargas
VAN	Valor actual neto
VCI	Vehículo de combustión interna
VE	Vehículo eléctrico

V. Agradecimientos

En primer lugar agradecer a mi tutora, Beatriz Amante Puras, por proponer este estudio y guiarme en la elaboración del mismo, así como hacer de puente entre la universidad y la empresa.

También agradecer a mi cotutor, Antonio David Utrilla Lomas, por implicarse en el estudio y facilitar los contactos y datos de SEAT que he necesitado, así como proporcionarme los medios necesarios para realizar el estudio.

Finalmente, me gustaría agradecer a la empresa SEAT por acogerme como becario y permitirme la realización del estudio, y a la UPC ESEIAAT, por ser una universidad de calidad y permitirme adquirir los conocimientos sin los cuales me hubiera sido imposible realizar el estudio.

VI. Índice

<i>I. Resumen</i>	<i>2</i>
<i>II. Resum</i>	<i>3</i>
<i>III. Abstract.....</i>	<i>4</i>
<i>IV. Glosario.....</i>	<i>5</i>
<i>V. Agradecimientos.....</i>	<i>6</i>
<i>VI. Índice.....</i>	<i>7</i>
<i>VII. Índice de tablas y figuras.....</i>	<i>9</i>
<i>VIII. Sumario de anexos.....</i>	<i>13</i>
<i>IX. Declaración de honor.....</i>	<i>14</i>
<i>1. Introducción.....</i>	<i>15</i>
1.1. Objeto del estudio	15
1.2. Alcance del estudio.....	15
1.3. Especificaciones técnicas	16
1.4. Justificación de la utilidad del TFE	16
<i>2. Estado de arte.....</i>	<i>17</i>
2.1. Baterías	17
2.2. Baterías procedentes de vehículos eléctricos	38
2.3. Almacenamiento de energía eléctrica.....	43
2.4. Generación de energía eléctrica.....	50
<i>3. Aplicaciones propuestas</i>	<i>56</i>
3.1. Necesidades energéticas	56
3.2. Aspectos técnicos del diseño.....	58
3.3. Propuestas	68

4.	<i>Análisis económico</i>	73
4.1.	Valoración de costes.....	73
4.2.	Fórmulas de financiación.....	77
4.3.	Tasa interna de retorno	77
5.	<i>Análisis del impacto ambiental</i>	81
5.1.	Normativas y reglamentos medioambientales	81
5.2.	Afectaciones medioambientales	83
5.3.	Balance medioambiental de la propuesta planteada	87
6.	<i>Conclusiones</i>	89
7.	<i>Recomendaciones de continuidad del trabajo</i>	91
8.	<i>Planificación del trabajo</i>	92
9.	<i>Referencias</i>	93

VII. Índice de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1: Electronegatividad de los electrodos y tensión de las celdas en algunos ejemplos de BIL (10).	28
Tabla 2: Parámetros del modelo utilizado para estimar la pérdida de capacidad (10).	36
Tabla 3: Parámetros del modelo utilizado para estimar la pérdida de capacidad (2).....	38
Tabla 4: Dimensiones y peso de las BIL correspondientes con los modelos SEAT de VE, presentados a continuación. (Fuente: elaboración propia).	40
Tabla 5: Modelos de PFV valorados. Fuente: datos del fabricante.....	61
Tabla 6: Características del PFV seleccionado (Sunpower SPR-X21-345).	61
Tabla 7: Elementos de la instalación. Fuente: elaboración propia.	61
Tabla 8: Modelos de inversor valorados. (Fuente: datos del fabricante).	63
Tabla 9: Modelos de cargadores valorados. (Fuente: datos del fabricante).	64
Tabla 10: Tiempos de vida y frecuencia de mantenimiento correspondiente a los distintos elementos (años). (Fuente: datos del fabricante).	65
Tabla 11: Incidentes previsibles y reacción correspondiente.	67
Tabla 12: Resumen de consumos de las aplicaciones estudiadas. (Fuente: elaboración propia).	68
Tabla 13: Dimensiones y peso del conjunto de baterías. (Fuente: elaboración propia).	70
Tabla 14: Dimensiones y peso del conjunto de baterías. (Fuente: elaboración propia).	71
Tabla 15: Dimensiones y peso del conjunto de baterías. (Fuente: elaboración propia).	72
Tabla 16: Resumen del coste de la electricidad en el año 2019 de los casos comparados. (Fuente: elaboración propia).	73
Tabla 17: Resumen de costes del diseño del SAE correspondiente con el departamento de calidad. (Fuente: elaboración propia).	73
Tabla 18: Resumen de costes del diseño del SAE correspondiente con el laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).	74
Tabla 19: Resumen de costes del diseño del SAE correspondiente con el laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).	74
Tabla 20: Valores empleados en el cálculo del VAN. (Fuente: elaboración propia).	78

Figuras

Figura 1: Ejemplo de una batería de iones de Litio empleada para accionar un vehículo eléctrico.....	17
Figura 2: Energía específica máxima demostrada y teórica de algunos tipos de baterías (1).	18
Figura 3: Evolución del EDS bajo distintas aplicaciones en segundo ciclo de vida (a 25°C) (2).....	19
Figura 4: Evolución de la temperatura anual en la el entorno industrial SEAT de Martorell entre los años 2007 y 2016 (PVGIS).	20
Figura 5: Numero de ciclos de una batería según aplicación en segunda vida. (2).....	21

Figura 6: Relación entre el número de ciclos y la profundidad de descarga media en cada uno de ellos. En el recuadro se muestra la zona más apropiada para la aplicación que se haya diseñado (1).....	21
Figura 7: Prestaciones de los principales tipos de BIL según su química, respecto al máximo alcanzable con una BIL (sombreado de color claro). Unidades: Coste energía [€/Wh], Densidad energética [Wh/m ³], Energía específica [Wh/kg], Coste potencia [€/W] (1)(9).	26
Figura 8: Valores máximos de energía específica de los tipos más empleados de batería de litio en la actualidad, y de nuevas BIL basadas en nuevos materiales en desarrollo. Sombreado: tecnologías en fase de desarrollo (6).	27
Figura 9: Esquema de funcionamiento de una batería de iones de litio tipo LCO-grafito.....	27
Figura 10: Algunas de las geometrías comúnmente utilizadas. Módulos: a) Nissan, b) Mitsubishi, c) Tesla...	28
Figura 11: Disposición de las celdas, módulos y batería en algunos modelos de VE (25).	29
Figura 12: Variación del coste de reagrupación y del precio de venta según la tasa de fallo de las celdas (11).	31
Figura 13: Evolución de la capacidad y el precio de una BIL dado su EDS. El eje vertical representa el porcentaje del valor original. (Fuente: elaboración propia).	33
Figura 14: Evolución histórica y previsión del precio de las baterías de litio en primera vida (12).	34
Figura 15: Evolución histórica y previsión de la demanda energética entre los años 2015-2030 (12).	34
Figura 16: Previsión de la producción y la demanda de litio y cobalto en el corto y el largo plazo (6).	35
Figura 17: Circuito equivalente de una batería (15).	36
Figura 18: Representación del valor de la resistencia interna de la batería con cada ciclo. La línea discontinua representa la aproximación del valor de la R_i en el segundo ciclo de vida (2).....	37
Figura 19: Costes de producción asociados a los elementos de un vehículo (Fuente: elaboración propia).....	38
Figura 20: Predicción de la evolución del porcentaje del coste de la batería respecto el total de un vehículo eléctrico de tamaño medio en E.E.U.U. (12).	39
Figura 21: Capacidad de la batería de los distintos modelos que actualmente están en el mercado (kWh), en azul las que se estudiará su capacidad para el SAE diseñado en este TFE. Se incluye también la correspondiente al Seat el-Born, en vísperas de lanzamiento (Fuente: elaboración propia).	39
Figura 22: Ventas de VE en España entre los años 2011 y 2015 (2).	41
Figura 23: Perfiles de temperatura por profundidad de descarga en electrodos, electrolito y celda en conjunto (16).....	42
Figura 24: Comparación de la eficiencia y tiempo de vida de los principales tipos de sistemas de almacenamiento de energía existentes en la actualidad (18).	44
Figura 25: Predicción de la evolución global de la demanda de energía eléctrica para VE (12).	46
Figura 26: Cómo afecta la disposición de las celdas a la capacidad y la tensión de una batería. (Fuente: elaboración propia).	47
Figura 27: Esquema de los elementos principales de un SAE basado en baterías. (Fuente: elaboración propia).	47
Figura 28: Sobredimensionado de la capacidad (Wh) del SAE para garantizar un segundo ciclo de vida de 6 años, correspondiente al departamento de gestión de calidad. 1.900 kWh . (Fuente: elaboración propia).	49
Figura 29: Sobredimensionado de la capacidad (Wh) del SAE para garantizar un segundo ciclo de vida de 6 años, correspondiente al laboratorio de emisiones. 2.200 kWh. (Fuente: elaboración propia).	49

Figura 30: Parámetros principales de la evolución del estado de carga durante un periodo de tiempo de un día. (Fuente: elaboración propia).....	50
Figura 31: Precio máximo y mínimo mensual promedio del coste variable de la electricidad durante el año 2019. Fuente: Omie.es.....	51
Figura 32: Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de gas. (Fuente: elaboración propia).....	53
Figura 33: Irradiación solar en Martorell entre los años 2007 y 2017. Fuente: PVGIS.....	54
Figura 34: Irradiación solar diaria promedio en la planta SEAT de Martorell (W/m ²). Fuente: PVGIS.	54
Figura 35: Consumo eléctrico mensual entre los años 2008 y 2014. Laboratorio de emisiones. Fuente: datos de consumo SEAT.	57
Figura 36: Reparto estimado del consumo de energía eléctrica entre los sub-departamentos de gestión de calidad. Fuente: datos de consumo SEAT.....	58
Figura 37: Metodología para el dimensionado del SAE. Fuente: elaboración propia.	59
Figura 38: Variación del estado de carga en etapa diaria de carga y descarga debida a la pérdida de capacidad relativa. (Fuente: elaboración propia).	60
Figura 39: Ángulo de inclinación (θ) y azimut (α) de las PFV. (Fuente: elaboración propia).....	62
Figura 40: Propuesta de emplazamiento para el SAE dentro del departamento de gestión de calidad. (Fuente: SEAT).....	65
Figura 41: Comparativa del precio neto de la electricidad para uso industrial. (Fuente: elaboración propia).	68
Figura 42: Etapa diaria de carga y descarga del SAE correspondiente al departamento de gestión de calidad. (Fuente: elaboración propia).....	69
Figura 43: Etapa diaria de carga y descarga del SAE correspondiente al laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).	70
Figura 44: Etapa diaria de carga y descarga del SAE correspondiente al laboratorio de emisiones y departamento de calidad. (Fuente: elaboración propia).....	72
Figura 45: Euros ahorrados mediante el uso de la red interna de SEAT para el caso del laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).	75
Figura 46: Estimación del valor de las BIL en segunda vida recuperadas durante los próximos años empleado para el cálculo del VAN. (Fuente: elaboración propia).	77
Figura 47: Valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento del 11,6 % (departamento GC). (Fuente: elaboración propia).	78
Figura 48: Evolución del TIR (departamento GC). (Fuente: elaboración propia).....	79
Figura 49: Valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento del 11,0 % (laboratorio de emisiones). (Fuente: elaboración propia).....	79
Figura 50: Evolución del TIR (laboratorio de emisiones). (Fuente: elaboración propia).....	79
Figura 51: Valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento del 12,4 % (departamento GC + laboratorio de emisiones). (Fuente: elaboración propia).....	79
Figura 52: Evolución del TIR (laboratorio de emisiones + departamento de calidad). (Fuente: elaboración propia).	80
Figura 53: Niveles del tratamiento de residuos, ordenados de mayor cantidad de residuos generados a menor cantidad de residuos generados.(25).	84
Figura 54: Fases del reciclaje de BIL (5).....	85

Ecuaciones

<i>Ecuación 1: Relación entre el tiempo de descarga y tasa de descarga en una batería.....</i>	<i>22</i>
<i>Ecuación 2: Pérdida de capacidad de una BIL (10).....</i>	<i>36</i>
<i>Ecuación 3: Función polinomial entre la resistencia interna y el estado de salud (2).....</i>	<i>37</i>
<i>Ecuación 4: Relación entre la energía producida y la superficie de PFV.....</i>	<i>54</i>
<i>Ecuación 5: Coeficiente de seguridad empleado para el cálculo de la potencia máxima.</i>	<i>57</i>
<i>Ecuación 6: Cálculo del valor actual neto de un proyecto de inversión.</i>	<i>77</i>

VIII. Sumario de anexos

Se incluye el sumario de anexos que se incorporan como documentos a parte de la memoria:

1. Planos
2. Presupuesto
3. Auto informe de calidad

IX. Declaración de honor

I declare that,

the work in this Master Thesis / Degree Thesis (choose one) is completely my own work, no part of this Master Thesis is taken from other people's work without giving them credit, all references have been clearly cited, I'm authorised to make use of the company's related information I'm providing in this document

I understand that an infringement of this declaration leaves me subject to the foreseen disciplinary actions by The Universitat Politècnica de Catalunya.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Pau Mialda', is written over a light gray grid background.

Student Name Signature

Date: 15/1/2020

Title of the Thesis: Estudio técnico, económico y ambiental de posibles alternativas de utilización de baterías de coche eléctrico en segunda vida dentro del entorno de la fábrica SEAT de Martorell.

- Análisis del impacto medioambiental de la propuesta planteada. Analizar la normativa ambiental existente y evaluar los beneficios medioambientales debidos a la implementación del sistema diseñado en relación a otros sistemas como el reciclaje o el sistema actual de energía de la planta.
- Conclusiones. Establecer conclusiones y recomendaciones de continuidad del trabajo

1.3.Especificaciones técnicas

Se requiere el cumplimiento de las siguientes especificaciones para cada una de las propuestas planteadas:

- Que el proyecto se adecue a los consumos energéticos reales de las instalaciones para las que han sido diseñadas, así como a las características funcionales de las baterías y paneles fotovoltaicos.
- Que la solución propuesta permita un suministro continuo de energía bajo las condiciones normales de funcionamiento durante todo el año, sin necesidad de un soporte externo.
- Que la solución propuesta sea viable económicamente, con un retorno de la inversión inferior a 10 años y un TIR superior al 10 % en el final de la vida útil de la instalación diseñada.
- Que la implementación de la solución propuesta suponga una reducción del impacto medioambiental en comparación con el sistema de generación actual.

1.4. Justificación de la utilidad del TFE

El tema del TFE está motivado por el deseo de adaptarse a un nuevo paradigma de vehículo que está emergiendo con fuerza en los últimos años y en cuyo desarrollo juegan un rol decisivo las baterías eléctricas. El objetivo principal se centra en el estudio de aplicaciones potenciales de baterías en segundas vidas provenientes del mercado de automoción propio de SEAT en el entorno de la planta de SEAT. En este TFE se pretende darles un segundo ciclo de vida dentro del entorno de la planta de SEAT, con el objetivo de dar sentido a su recuperación y reducir el coste asociado a la batería. Para ello, se partirá de una búsqueda de información procedente de publicaciones científicas que analicen las baterías utilizadas en VE, con el fin de predecir y mejorar su ciclo de vida.

2. Estado de arte

En este capítulo se presenta la información recuperada del estado del arte en relación a los siguientes temas: baterías, VE, SAE y generación de energía eléctrica. De las baterías se hace una presentación general y un análisis más exhaustivo de aquellas adecuadas para VE. La información sobre VE se muestra en el contexto del mercado actual y las regulaciones existentes. En el estudio de SAE se muestran los tipos más importantes y los elementos principales de aquellos basados en baterías. Finalmente, la parte referente a la generación de energía eléctrica contiene información sobre la red eléctrica, los sistemas de cogeneración y los sistemas de placas fotovoltaicas. Con toda la información mencionada, este capítulo pretende contextualizar y justificar los resultados que se muestran en los capítulos posteriores.

2.1. Baterías



Figura 1: Ejemplo de una batería de iones de Litio empleada para accionar un vehículo eléctrico.

Se pretenden definir en este apartado los parámetros más importantes que deben tenerse en cuenta para valorar la reutilización de la batería de un VE. Estos parámetros han de entenderse en el contexto de la tecnología actual, asumiendo que pueden comportarse de forma diferente con la aparición de nuevas tecnologías o la evolución de las ya existentes. En este capítulo también se presentarán las metodologías que existen en la actualidad para reacondicionar baterías de vehículos eléctricos.

Parámetros de una batería

El estado y prestaciones de una batería pueden definirse mediante unos parámetros que sirven como valores de referencia para poder compararlas entre sí y valorar su nivel de desarrollo. A continuación se muestran los principales parámetros de las baterías empleadas en este TFE y se ponen en contexto con el fin de facilitar la comprensión de la información expuesta en los capítulos posteriores.

- **Densidad energética:** es la relación entre el volumen de una batería y la cantidad de energía que puede almacenarse en ella. Este parámetro es interesante estudiarlo en aplicaciones donde el tamaño de la batería es importante. Se expresa en Wh/L, o equivalentemente kWh/m³, y en el caso de las BIL toma valores entre 250 y 730 Wh/L.

- **Energía específica:** la energía específica es un parámetro que hace referencia a la cantidad de energía que se puede almacenar en una batería por unidad de masa. Típicamente se expresa en Wh/kg, pero dado que la tensión en una batería se encuentra siempre en un rango de valores concreto, también puede expresarse en Ah/kg. El aumento de este valor supone un gran avance en la tecnología de las baterías y su introducción en el mercado. Como se puede ver representado en la **Figura 2**, la densidad energética teórica máxima de las baterías de iones de litio ha aumentado progresivamente con los años, en función de los materiales empleados en sus electrodos, alcanzando en la actualidad los 300 Wh/kg. En el futuro se prevé que siga aumentando con la aparición de nuevos materiales y nuevas tecnologías, como las baterías metal-aire, litio-azufre o litio-aire, pudiendo alcanzar los 800 Wh/kg.

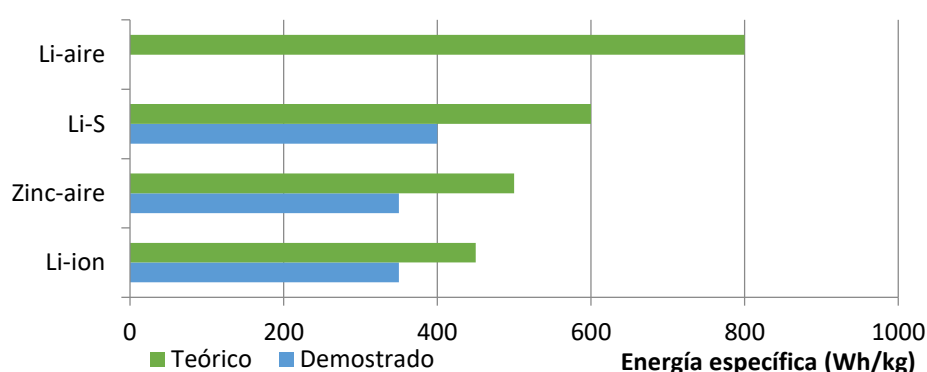


Figura 2: Energía específica máxima demostrada y teórica de algunos tipos de baterías (1).

- **Estado de salud:** se trata de un parámetro fuertemente ligado a la esperanza de vida y al nivel de deterioro de una batería. Hace referencia al porcentaje de la vida útil total que le resta, y

esto normalmente se traduce en una capacidad y una profundidad de descarga, que siempre son inferiores al valor inicial (cuando el estado de salud es del 100%). El estado de salud (EDS) decrece con cada uso de la batería, pero la medida en que lo hace depende de diversos factores, como la profundidad de descarga o la temperatura. Es importante destacar que en las baterías empleadas para vehículos eléctricos su vida útil termina cuando el EDS de la batería se encuentra cerca del 80%, momento en que finaliza su primer ciclo de vida y empieza el segundo. En ese momento existen diversas aplicaciones, cada una de las cuales va a conllevar una evolución distinta del EDS a lo largo de los años, tal y como se muestra en la **Figura 3**. La determinación del EDS de una batería es compleja y existe una gran variedad de artículos que tienen como objeto predecirlo (2)(3)(4)(5).

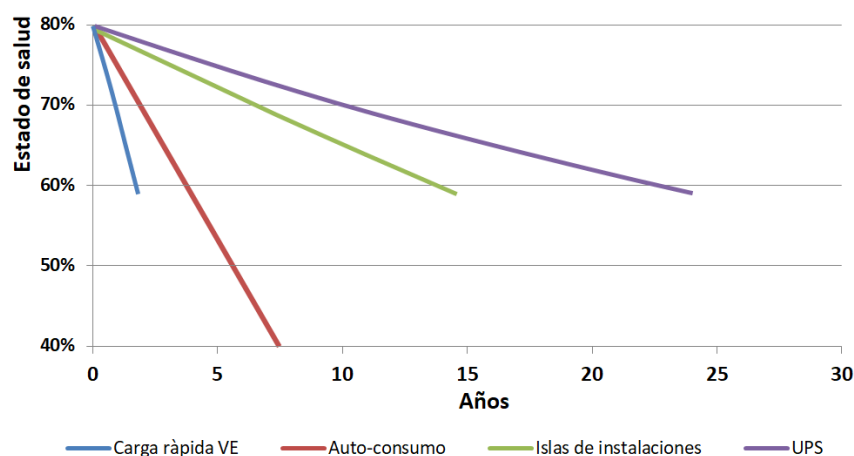


Figura 3: Evolución del EDS bajo distintas aplicaciones en segundo ciclo de vida (a 25°C) (2)

- **Capacidad:** la capacidad de una batería es un parámetro fuertemente relacionado con su energía específica. Se define como la energía total que en ella se encuentra, y se expresa en Wh (o Ah). La capacidad de una batería, a diferencia de la energía específica, no está limitada por el nivel de desarrollo. Esto permite que existan baterías con cualquier capacidad que se desee, simplemente añadiendo la cantidad necesaria de módulos en paralelo. Pero obviamente este aumento de la capacidad repercute en el tamaño, peso y precio de la batería.
- **Estado de carga:** se define como el porcentaje de carga en que se encuentra la batería, o equivalentemente, la cantidad de energía que se encuentra almacenada en la batería en un instante determinado con respecto a su capacidad total en dicho instante que viene determinada por su estado de salud. El estado de carga puede determinarse fácilmente mediante la tensión en bornes de la batería, ya que ésta oscila entre un valor máximo y un valor mínimo en función del estado de carga. Las condiciones óptimas para el almacenaje de una batería corresponden con un

estado de carga del 50%, debido a que es el estado en que menos se deterioran los electrodos de la misma. Así, cuanto más alejado del 50% se encuentre el estado de carga máximo o mínimo en un ciclo, mayor será el deterioro de la batería. Se considera un ciclo completo cuando la batería ha descargado el 100% de capacidad, por lo que las etapas diarias de carga y descarga parciales equivalen a una fracción de un ciclo completo de carga y descarga.

- **Temperatura de funcionamiento:** la temperatura de funcionamiento es un factor importante debido a que hace variar la resistencia interna de la batería, minorando su capacidad y potencia, y reduciendo el tiempo de vida de la misma. Además, la química de algunas baterías hace que sean muy susceptibles a producir reacciones exotérmicas con cierta temperatura, generando problemas de seguridad. En las baterías de iones de litio son negativas tanto temperaturas altas (por encima de 30°C) como bajas (por debajo de 10°C). Afortunadamente, en el entorno de la planta SEAT la temperatura durante la mayor parte del año es la adecuada para que las baterías puedan funcionar de forma óptima (**Figura 4**). Aun así, es necesario implementar un sistema de regulación de la temperatura capaz de garantizar unos valores adecuados durante todo el año, para poder garantizar el óptimo funcionamiento del sistema de almacenamiento de energía y evitar problemas de seguridad.

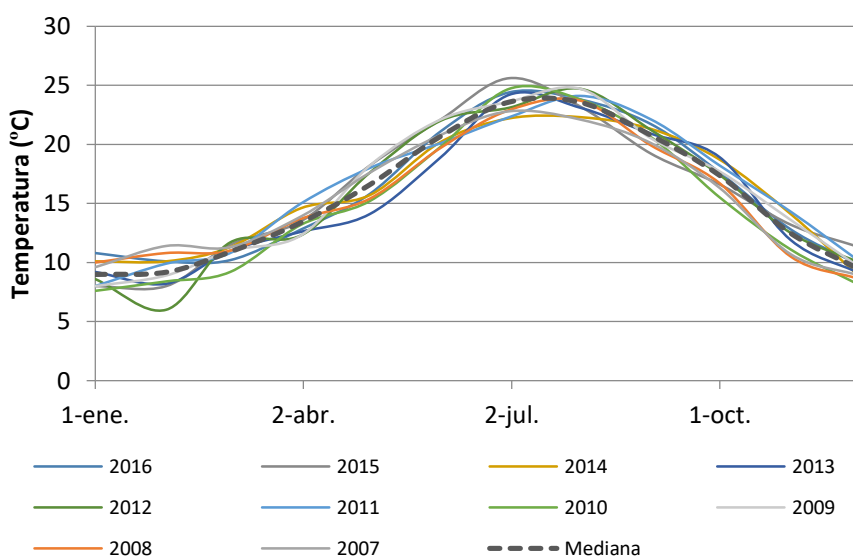


Figura 4: Evolución de la temperatura anual en la el entorno industrial SEAT de Martorell entre los años 2007 y 2016 (PVGIS).

- **Número de ciclos:** se considera que una BIL ha completado un ciclo de carga y descarga cuando ha utilizado el 100% de su capacidad total, ya sea en una sola etapa de carga-descarga completa o en varias etapas parciales. El número de ciclos es un parámetro que depende en gran medida del uso o aplicación que tenga la batería. Así, para dos baterías iguales pero con distintas

aplicaciones, en que se carguen y descarguen con distinta frecuencia e intensidad, la duración de éstas no será la misma, y el estado de salud evolucionará de forma diferente. Este parámetro ha sido estudiado en la publicación de Canals et al. (2), donde se ha simulado un modelo de envejecimiento que permite estimar el número de ciclos que puede aguantar una batería en función de la aplicación en que se le quiera dar uso (**Figura 5, Figura 6**). El aumento del número de ciclos que puede ofrecer una nueva batería, junto con su energía específica, es uno de los objetivos más importantes para que se introduzca satisfactoriamente en el mercado de los vehículos eléctricos. En el caso de autoconsumo, un número de ciclos típico está entorno a los 3000 ciclos.

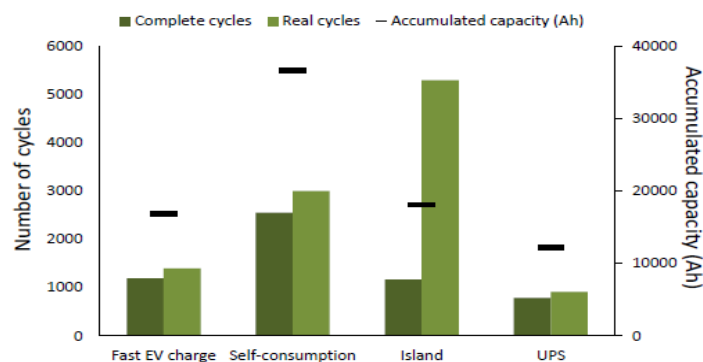


Figura 5: Numero de ciclos de una batería según aplicación en segunda vida. (2)

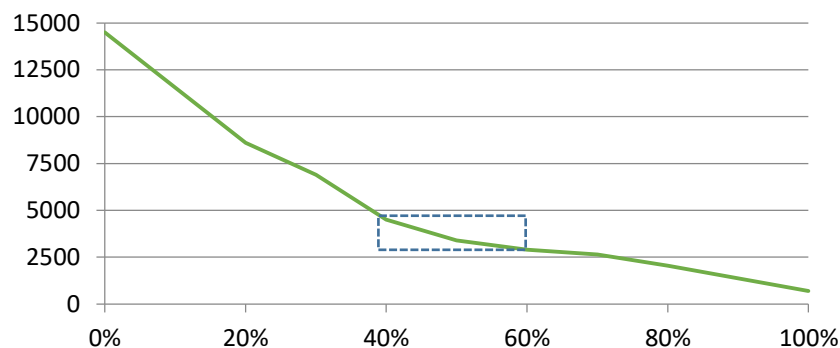


Figura 6: Relación entre el número de ciclos y la profundidad de descarga media en cada uno de ellos. En el recuadro se muestra la zona más apropiada para la aplicación que se haya diseñado (1).

- **Tasa de descarga:** este parámetro hace referencia a la capacidad de descargarse rápidamente ofreciendo un alto amperaje y en consecuencia una mayor potencia. En una curva de evolución del estado de carga durante el tiempo es el pendiente de dicha curva en los intervalos de descarga. Este parámetro es muy importante en aplicaciones que se requiera proporcionar una gran cantidad de energía en un intervalo de tiempo muy corto. Valores muy altos de profundidad de descarga pueden deteriorar la batería de forma permanente, por lo que

la tasa de descarga máxima no debe ser nunca superior a la que corresponde con la batería. La tasa de descarga se expresa con una C y un número (por ejemplo 1C), donde el número representa un múltiplo de la corriente nominal de la batería. Por ejemplo, con una batería de 2 Ah de capacidad completamente cargada (Q_0), una tasa de descarga (PD) de 1C supone una corriente de descarga de 2 A (I_{PD}), y un tiempo de descarga de una hora (T_D) (**Ecuación 1**).

$$Q_0 = I_{PD} \cdot T, \quad \text{Donde: } T_D = \frac{Q_0}{PD}, \quad I_{PD} = I_{1C} \cdot PD$$

Ecuación 1: Relación entre el tiempo de descarga y tasa de descarga en una batería.

- **Tasa de carga:** es equivalente a la tasa de descarga. Hace referencia a la velocidad de carga de la batería, que depende de la corriente que ésta es capaz de asimilar. Al igual que con la descarga, con la tasa de carga nunca debe superarse el valor máximo que admite la batería, ya que la batería podría deteriorarse, con el consecuente riesgo de incendiarse o explotar.
- **Balance de celdas:** las baterías se componen de un conjunto de módulos, y éstos a su vez se componen de celdas. Así pues, las celdas son el elemento mínimo con capacidad en que puede dividirse una batería, y ésta capacidad debe ser igual en todas ellas para un funcionamiento óptimo. Además, el estado de cada carga también debe ser igual en todas las celdas, con el fin de minimizar su deterioro y garantizar que todas trabajan a una misma tensión. No obstante, en la realidad nunca se cargan y descargan a la misma velocidad y esto acaba resultando en ligeras variaciones del estado de carga (y consecuentemente de su tensión), por lo que se hace necesario realizar un balance de las celdas. Este balance se realiza durante la fase de carga de la batería (mediante un balanceador de carga), y consiste en igualar las tensiones de todas las celdas para lograr que el estado de carga de cada una sea el mismo.

La química de las baterías

Se presentan y definen los distintos tipos de baterías en base a su química siguiendo un orden cronológico, siendo las primeras en mostrarse las más antiguas que existen. Como se verá, la mayoría de las baterías que se muestran no son aptas para utilizarse en un VE dado que no disponen de suficiente capacidad para garantizar unas prestaciones mínimas. Esta capacidad limitada ha dificultado la introducción del VE en la sociedad durante varias décadas (pese a que se han desarrollado prototipos desde 1890, juntamente con los primeros VCI). Pero en la situación actual, nuevos tipos de batería están permitiendo crear VE funcionales y capaces de competir con

los VCI y, como se verá más adelante, en el futuro se prevé una continuidad en el desarrollo de nuevas baterías más capaces.

Baterías de plomo

- Baterías de plomo-ácido: son baterías típicamente utilizadas en VCI para funciones de arranque, iluminación y soporte eléctrico. Se trata de uno de los tipos de batería más antiguo, tienen bajo coste pero excesivo peso, carga lenta, y el plomo que contienen es tóxico. Su energía específica se encuentra en torno a los 40-60 Wh/kg (6).

Baterías de níquel

- Baterías de níquel-cadmio: son baterías costosas y por ese motivo se emplean menos en vehículos comerciales. Se emplean típicamente en aviones, helicópteros y vehículos militares ya que tienen un gran rendimiento a bajas temperaturas. Tienen efecto memoria, por lo que su capacidad se reduce con los ciclos de carga y descarga. Su energía específica es de 40-110 Wh/kg (6).

- Baterías de níquel-hierro: en la actualidad prácticamente no se usan debido a que tienen una densidad energética similar a las de plomo-ácido, pero son más costosas y menos eficientes. Su energía específica es de 30-50 Wh/kg

- Baterías de níquel-hidruro metálico: Tienen mayor capacidad que las de níquel-cadmio y menor efecto memoria, pero requieren más mantenimiento y son más sensibles a las temperaturas extremas. Generan mucho calor y se cargan lentamente. Su energía específica es de 60-100 Wh/kg

Baterías de sal fundida

- Baterías de sal fundida o ZEBRA: utilizan como electrolito una sal fundida de cloro-aluminio de sodio triturado. Tienen temperaturas de funcionamiento muy elevadas. Disponen del mejor ciclo de vida de todas las baterías y pueden ser almacenadas indefinidamente, pero ocupan mucho espacio, tienen poca potencia y requieren mucho tiempo para ponerse en funcionamiento. Tienen una energía específica de alrededor de 90 Wh/kg.

Pilas de combustible

- Batería de aluminio-aire: se consideran pilas de combustible debido a que los electrodos metálicos se consumen y deben ser reemplazados. Tienen una capacidad de almacenamiento de energía muy superior (hasta diez veces más que las de tipo Ion-litio) y mayor densidad energética que todas las otras baterías, pero se trata de una tecnología muy nueva que todavía no está

plenamente desarrollada. Su energía específica en la actualidad se encuentra en torno a los 1.300 Wh/kg, pero tienen una energía específica máxima teórica de 6.000 Wh/kg.

- **Batería de zinc-aire:** funcionan de forma similar a las baterías de aluminio-aire, pero son más fiables. Ofrecen mayor capacidad y potencial energético que las de Ion-litio en un tamaño similar y a un coste menor. Es también una tecnología en desarrollo con muy buenas perspectivas. Se han logrado diseños con una energía específica de 470 Wh/kg, y la máxima teórica es de 1.300 Wh/kg.

Baterías de litio

- **Baterías de polímero de litio (LiPo):** en este primer caso el término polímero de Litio no hace referencia a los electrodos sino al electrolito que los separa, por lo que se basan en el mismo principio de funcionamiento que las otras BIL y pueden tener distintos materiales en sus electrodos, pero en este caso el electrolito está contenido en un polímero con poros microscópicos que sólo dejan pasar los iones. Esto las hace más ligeras, resistentes y seguras, pero el número de ciclos que permiten es menor. Gracias a que pueden tener una elevada energía específica al igual que otras BIL con electrolito líquido, se emplean en aplicaciones donde el peso es un factor crítico, como aeromodelismo o teléfonos móviles.

- **Baterías de LiCoO_2 (LCO):** en 1985 Akira Yoshino creó el primer prototipo funcional. Son baterías formadas por un electrolito de sal de litio y electrolitos de litio, cobalto y óxido (LiCoO_2). Ofrecen mejoras sustanciales respecto a las tecnologías previamente descritas: tienen el doble de densidad energética que las baterías de níquel-cadmio y tienen un tamaño hasta 3 veces menor. No obstante, también presentan algunas desventajas que han dificultado su uso en vehículos eléctricos: su coste de producción es elevado, pueden explotar o combustionar espontáneamente por sobrecalentamiento y deben almacenarse en condiciones controladas. Por este motivo se han desarrollado nuevos materiales para los electrodos de la batería, dando lugar a las variantes que se muestran a continuación (6). tienen una energía específica de entre 90 y 100 Wh/kg.

- **Baterías de LiFePO_4 (LFP):** fueron desarrolladas en 1996 por JB. Goodenough (7), y en ellas se reemplaza la sal empleada en las de LiCoO_2 para eliminar la necesidad de emplear cobalto, haciendo las baterías más económicas de producir, con mayor tiempo de vida y más seguras. Su densidad energética se encuentra en torno a los 120 Wh/kg, cerca de su límite teórico máximo, que es de 170 Wh/kg.

- **Baterías de LiMn_2O_4 (LMO):** fue desarrollada por primera vez en 1983 por M. Thackeray, y se comercializaron en 1998 de la mano de Moli Energy. Ofrece algunas mejoras respecto a la

tecnología LCO, como son menor coste, menor toxicidad y la difusión tridimensional de los iones de litio, versus la difusión bidimensional en las LCO, y pese a que tienen una densidad energética similar a las LFP (de unos 150 Wh/kg), la densidad energética teórica máxima es ligeramente superior, de 200-220 Wh/kg. Estas baterías se emplean en algunos modelos actuales de vehículos eléctricos, como el Nissan Leaf o el BMW i3.

- Baterías de $\text{LiNi}_{0.8}\text{Co}_{0.15}\text{Al}_{0.05}\text{O}_2$ (NCA): han sido propuestas y desarrolladas a partir de la mayor capacidad teórica de sus elementos para ofrecer una mayor densidad energética. Son más costosas de producir que las LMO, pero ofrece ventajas en algunos sentidos: mayor capacidad específica, mayor densidad energética (unos 200 Wh/kg) y tiempo de vida mayor. Hasta la fecha, las baterías NCA se emplean en varios modelos de vehículos eléctricos, como los de la compañía Tesla. Se espera que para el 2025 la densidad energética se mejore hasta un 50%, llegando a los 250-300 Wh/kg (8).

- Baterías de Li_2TiO_3 (LTO): el desarrollo de este tipo de baterías ha sido posible gracias a la aparición de nuevos materiales nano-estructurales de litio-titanio, que permiten aumentar la superficie activa del ánodo y facilitan el paso de los iones y electrones. Este nuevo material del ánodo mejora algunas de las prestaciones respecto a las baterías con ánodos de carbono. Las principales son mayor profundidad de descarga, mayor seguridad de la batería y un número de ciclos muy elevado, que puede llegar a los 10.000 ciclos. Sin embargo esta tecnología ofrece por el momento algunas desventajas: la energía específica es baja (entorno a los 60 Wh/kg) y el precio es alto, dada la producción relativamente escasa en la actualidad.

- Baterías de $\text{LiNi}_{x-y}\text{Mn}_x\text{Co}_y\text{O}_2$ (NMC): hasta la fecha, el uso de Níquel, Manganeso y Cobalto es una de las combinaciones más exitosas y prometedoras en lo que se refiere a la química de los electrodos de baterías de litio. Se han desarrollado distintas combinaciones exitosas, como el NMC-111 ($\text{LiNi}_{1/3}\text{Mn}_{1/3}\text{Co}_{1/3}\text{O}_2$), el NMC-442 y el NMC-532, y en un futuro próximo se prevé el desarrollo de baterías NMC-811 y NMC-622, capaces de ofrecer prestaciones similares o superiores, pero a un menor coste debido a su alta proporción de Níquel, que es un material relativamente menos costoso. Actualmente superan la energía específica de 200-250 Wh/kg, pero se espera que alcance los 500 Wh/kg en un futuro.

- Baterías de litio-sulfuro (Li-S): se emplea azufre para elaborar el cátodo. Esto permite tener una gran densidad energética gracias a que se pueden almacenar cargas de mayor tensión. Son relativamente ligeras gracias al bajo peso atómico del litio y el peso moderado del azufre. Tienen como ventaja una alta energía específica (se han logrado desarrollar baterías con una

energía específica de 1670 Ah/kg) y un coste de producción bajo gracias al uso de Azufre, que es menos costoso que otros materiales empleados en la elaboración del cátodo, y se elabora mediante procesos basados en agua que permiten una reducción significativa de los residuos contaminantes. Su principal desventaja en la actualidad es que presentan un tiempo de vida inferior al de otras baterías basadas en iones de Litio, pero se prevé un aumento del número de ciclos ligado al desarrollo de esta tecnología.

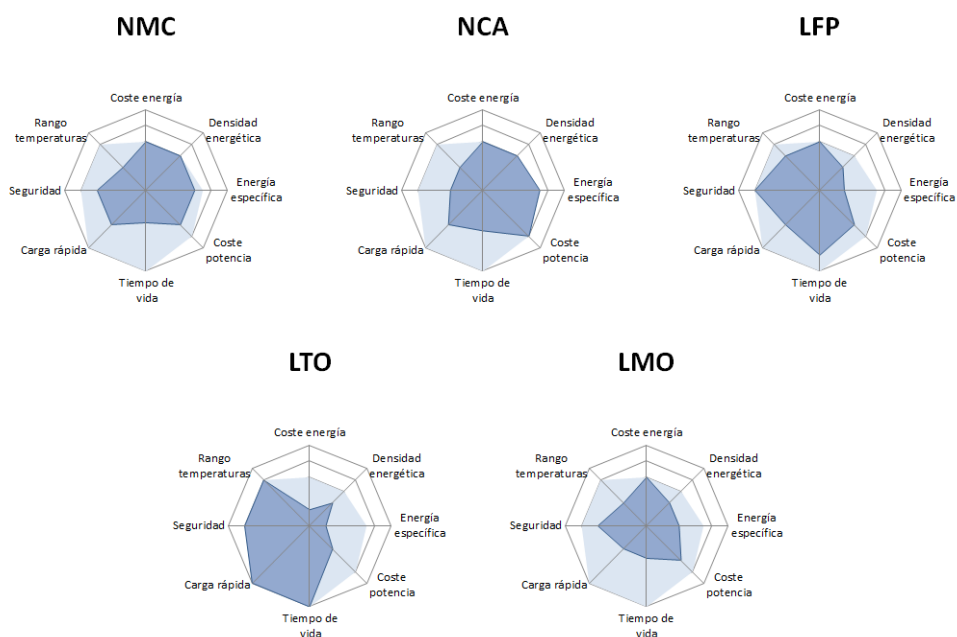


Figura 7: Prestaciones de los principales tipos de BIL según su química, respecto al máximo alcanzable con una BIL (sombreado de color claro). Unidades: Coste energía [€/Wh], Densidad energética [Wh/m³], Energía específica [Wh/kg], Coste potencia [€/W] (1)(9).

El futuro de las baterías

El futuro de las baterías va a consistir en el desarrollo de nuevos materiales, más económicos y eficientes, para poder alcanzar unos objetivos de desarrollo que permitan ofrecer niveles de energía específica y coste más competitivos. Dado que el litio es un material costoso y relativamente peligroso, reemplazarlo por otro material es uno de los principales objetivos en el largo plazo. No obstante, en el corto y el medio plazo el objetivo es perfeccionar las baterías basadas en iones de litio. En ese sentido, se están desarrollando electrodos con elementos menos costosos y peligrosos (por ejemplo las NMC-811, donde el Ni se encuentra en una proporción mucho mayor que el Mn y el Co).

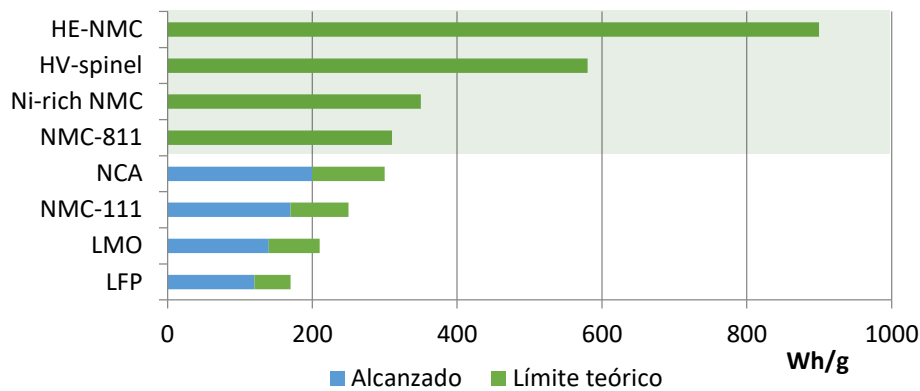


Figura 8: Valores máximos de energía específica de los tipos más empleados de batería de litio en la actualidad, y de nuevas BIL basadas en nuevos materiales en desarrollo. Sombreado: tecnologías en fase de desarrollo (6).

Baterías de iones de litio

Las BIL están compuestas de muchas capas de ánodos y cátodos separados por un electrolito que permiten almacenar energía mediante iones de Litio. Los ánodos y cátodos se unen entre ellos con un colector. En ellas el ánodo y el cátodo se separan mediante un separador sumergido en el electrolito tal y como se muestra en la **Figura 9**, y esto permite el paso de iones pero no de electrones. Durante la fase de carga de la batería los electrones se disocian de los iones de litio, y éstos, al tener carga positiva, se desplazan por el electrolito hacia el ánodo, donde son almacenados. En la fase de descarga se realiza el proceso inverso: los iones de litio fluyen por el electrolito hacia el cátodo, mientras los electrones proporcionan energía eléctrica al pasar del ánodo al cátodo a través de la carga.

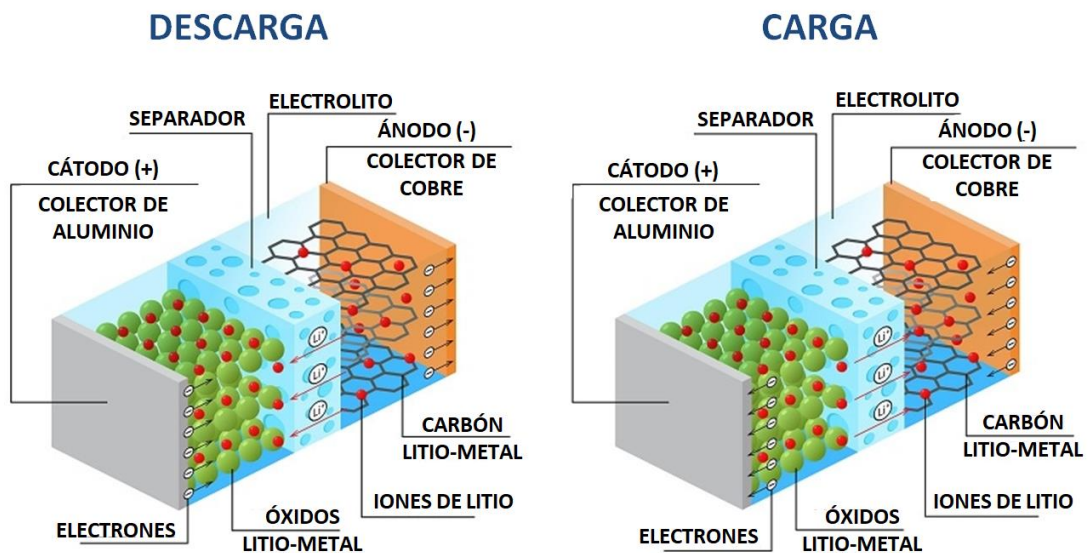


Figura 9: Esquema de funcionamiento de una batería de iones de litio tipo LCO-grafito.

Esta estructura interna de las baterías permite una gran variabilidad en la forma y el tamaño de las mismas. Esta característica, juntamente con la alta densidad energética, permite que sean la opción más adecuada para proporcionar energía en casos donde el peso y el tamaño son elementos críticos del diseño (desde teléfonos móviles hasta vehículos eléctricos).

Por otro lado, los valores que toma la tensión de cada celda dependen del material que compone el cátodo y el ánodo, dado que distintas sales y carbones pueden tener distintas electronegatividades (**Tabla 1**). Pero mediante la disposición de las celdas en serie puede lograrse tensiones mayores en valores múltiplos de la tensión que ofrece una celda, agrupándolas en módulos. Esta cantidad de celdas agrupadas en serie dentro de un módulo se define usualmente con un número y la letra S. Posteriormente se agrupan distintos módulos en paralelo, se puede aumentar la capacidad. Mediante la disposición de celdas en serie y en paralelo puede lograrse cualquier tensión y capacidad que se desee.

Ánodo		Cátodo		Celda
Grafito	0 V	LMO	4,2 V	4,2 V
Grafito	0 V	LFP	3,7 V	3,7 V
LTO	1,5 V	LMO	4,2 V	2,7 V
LTO	1,5 V	LFP	3,7 V	2,1 V

Tabla 1: Electronegatividad de los electrodos y tensión de las celdas en algunos ejemplos de BIL (10).

En la **Figura 10** se muestran algunas de las geometrías más empleadas en módulos y celdas para automoción, correspondientes con tres VE: Nissan Leaf, Mitsubishi y Tesla.

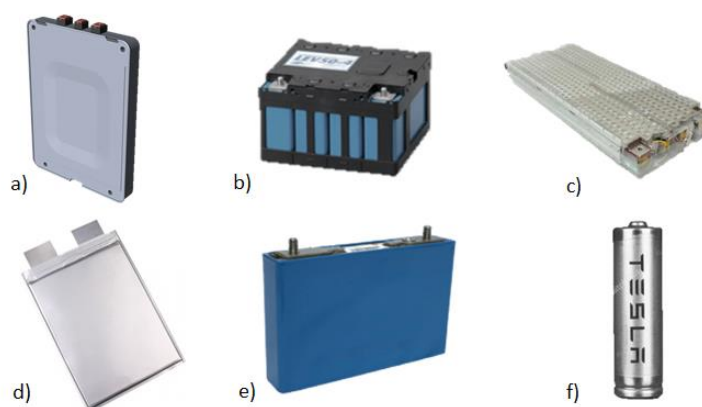


Figura 10: Algunas de las geometrías comúnmente utilizadas. Módulos: a) Nissan, b) Mitsubishi, c) Tesla
Celdas: d) Plana (Nissan), e) Prismática (Mitsubishi), f) Cilíndrica (Tesla).

En el caso de los VE la batería debe tener una gran capacidad y en consecuencia un peso elevado. Es principalmente por ese motivo que en todos los modelos de VE que existen la batería se sitúa en la parte inferior del vehículo, permitiendo así bajar el centro de gravedad para ofrecer mayor estabilidad. Además se ocupa un espacio que típicamente se emplea para elementos mecánicos que son prescindibles en un VE. En la **Figura 11** se muestra la disposición de celdas y módulos de algunos modelos de VE de ejemplo (Tesla model S, BMW i3 y Nissan Leaf) así como dimensiones, peso y características eléctricas. En todos ellos la batería se sitúa en la parte inferior.

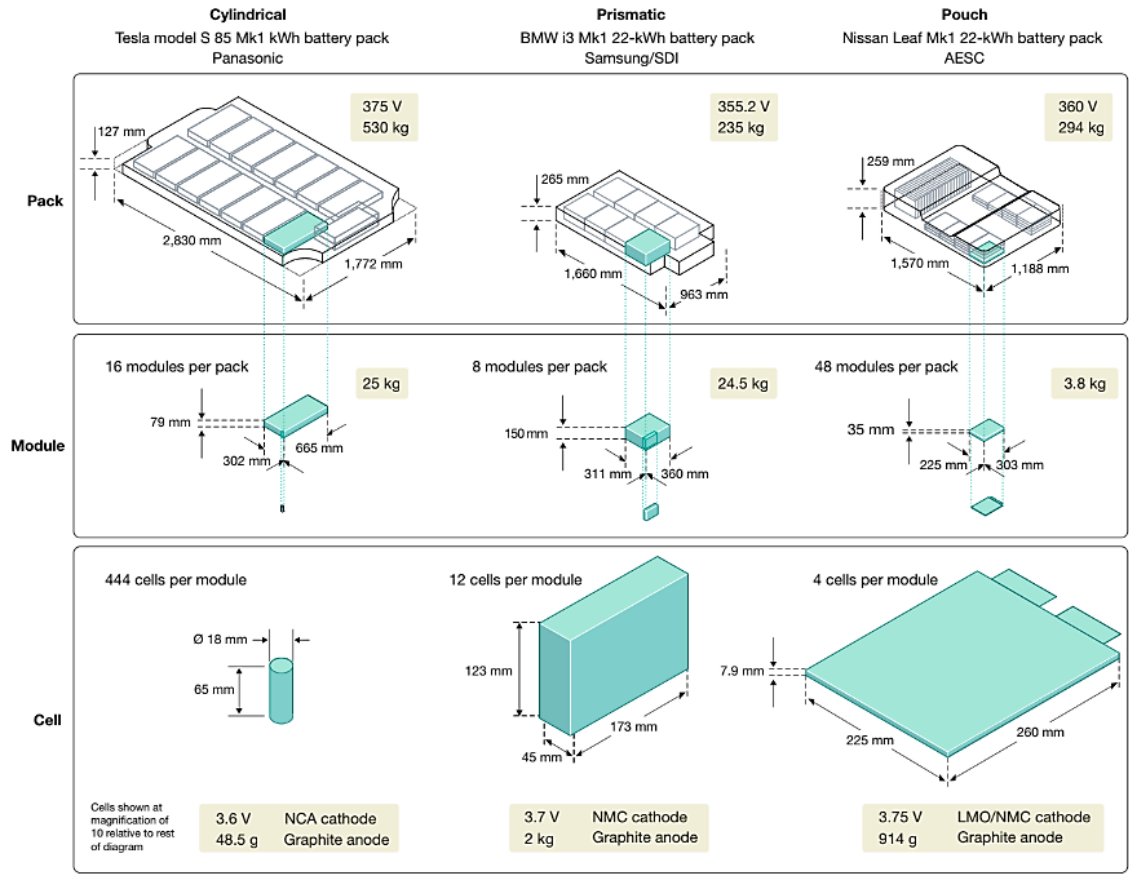


Figura 11: Disposición de las celdas, módulos y batería en algunos modelos de VE (25).

Reutilización de baterías

Existen dos formas de preparar una batería para su segundo ciclo de vida: reutilización directa y reagrupación de los módulos. La elección del mejor método dependerá de cuestiones técnicas y

económicas, ya que cada metodología ofrece ventajas respecto a la otra y deberá elegirse en base a diversos factores como son la disponibilidad de baterías en estado final de su primer ciclo de vida, las exigencias de funcionamiento en su segundo ciclo de vida y el coste de producción. En general la reutilización directa es menos costosa pero la batería resultante es menos flexible y optimizada que en el caso de la reagrupación de los módulos.

- **Reutilización directa:** En este caso las baterías son reutilizadas directamente para su segundo ciclo de vida sin aplicárseles ningún proceso de reacondicionamiento. La calidad de la batería en términos de capacidad de almacenaje y potencia máxima entregada es habitualmente menor, pero también se reduce el coste de reutilización. Mediante la selección de las baterías a reutilizar se reduce la disponibilidad de BILs, pero se pueden obtener mejores prestaciones. Es una opción interesante cuando la tensión y capacidad de la batería son adecuadas para las de la aplicación para la que se va a implementar y se quiere reducir el coste de la instalación y el tiempo de verificación (11).

- **Reagrupación de los módulos/celdas:** Es la alternativa a la reutilización directa de las baterías. En este caso se procede a la separación de los módulos individuales para su posterior selección y reagrupación en una nueva batería, ya que algunos de ellos pueden encontrarse más deteriorados que otros. Esta metodología permite que las baterías reutilizadas puedan tener una potencia, voltaje y capacidad mejores que con la utilización directa. Mediante la correcta agrupación de módulos se puede lograr las características eléctricas idóneas para su aplicación, adaptándose mejor a las necesidades de su segundo ciclo de vida. No obstante, al coste final se le ha de sumar el coste de evaluación de cada módulo individualmente y, en muchos casos, el coste de la adición de un sistema de refrigeración nuevo. Esto hace que la reagrupación de los módulos suponga un mayor coste de inversión. Además, la viabilidad de la reagrupación de las celdas depende de la tasa de fallo de las mismas, pues esta tasa aumenta su coste de reagrupación y reduce su valor de venta tal y como se muestra en la Figura 12 (11).

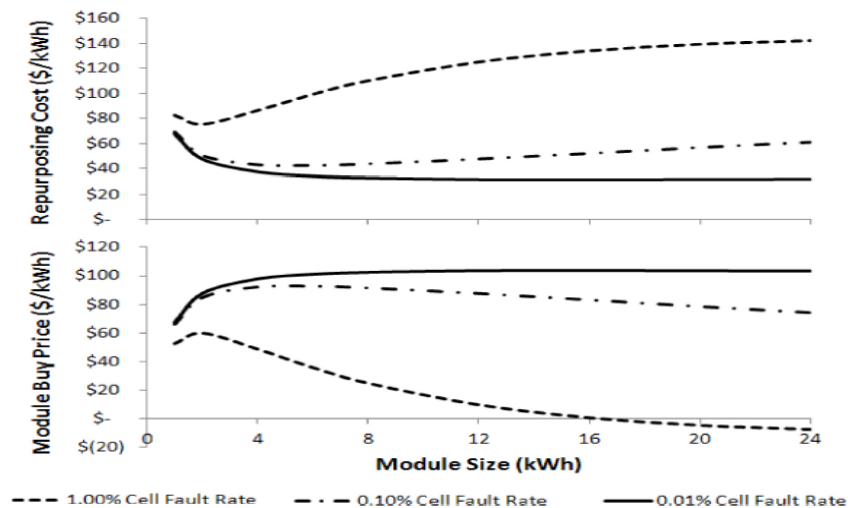


Figura 12: Variación del coste de reagrupación y del precio de venta según la tasa de fallo de las celdas (11).

Así pues, para que la reutilización sea viable el ratio de fallo máximo de las celdas debe ser del 0,1 %, ya que de ser mayor este ratio el coste de reagrupación y el valor de la batería decrecen drásticamente repercutiendo en la viabilidad. Esta depreciación del valor y aumento del coste se vuelven más significativos a medida que aumenta la capacidad de los módulos. Se ha considerado para la realización de éste TFE que los modelos de BIL recuperadas no superan la tasa de fallo admisible.

Reciclado de baterías

El reciclado de BIL consiste en separar y reciclar los elementos que componen los electrodos de las baterías, siendo el litio y el cobalto los elementos que más interesan reciclar debido a su alto coste de obtención. No obstante el reciclado directo (sin la reutilización en el segundo ciclo de vida) implica desaprovechar el valor residual que tienen las baterías en el momento de haber finalizado su primer ciclo de vida. Aunque el reciclado de las baterías deberá igualmente realizarse en el fin de vida de una batería por cuestiones medioambientales, esta podría ser antes reutilizada ofreciendo una segunda vida en otras aplicaciones.

Recuperación de baterías

La recuperación de las baterías que han finalizado su primer ciclo de vida es una oportunidad para las empresas que producen vehículos eléctricos por diversos motivos. En primer lugar se trata de una tecnología nueva y con mucho camino en lo que a desarrollo e innovación se refiere, por lo que poder recuperar las baterías después de su vida útil supone una fuente de información muy valiosa para mejorar la tecnología.

Por otro lado, la batería es un elemento costoso de producir que encarece el precio del VE, haciéndolo así menos competitivo y más difícil de introducir en el mercado. Alargar la vida útil es una forma de reducir el coste de su primer ciclo de vida, puesto que se crea un valor residual que puede ser descontado del precio original de la batería.

Finalmente, implementar un sistema de baterías en un entorno industrial implica la capacidad de almacenar energía eléctrica para ser consumida en otro momento. Esto, combinado con una buena estrategia de gestión de la energía permite ahorrar costes de producción a la industria, haciendo reducir aún más el coste de producción de los vehículos eléctricos, y ofreciendo la posibilidad de reducir las emisiones de dióxido de carbono con las ventajas y ayudas gubernamentales que ello conlleva.

Coste de baterías

El coste de una batería depende principalmente de dos factores: la obtención de sus materiales y el coste de su producción. Este segundo factor está estrechamente relacionado con el interés de gobiernos y empresas en su uso, y las restricciones e incentivos que se les aplique. Como se verá, el precio se encuentra actualmente en un estado de reducción, debido principalmente a un aumento de las empresas productoras de baterías. Por otro lado, el primer factor depende estrechamente de los materiales más costosos: el litio y el cobalto. Mientras en la actualidad y en el corto plazo la producción supera la demanda, se espera que en el largo plazo la demanda del litio supere su producción, haciendo más difícil la reducción del precio de las baterías (6)(11).

En lo que refiere al segundo ciclo de vida, el precio de la batería en el inicio del segundo uso se reduce aproximadamente un 60% respecto del valor original de la batería en el inicio de su primer ciclo de vida, dependiendo del estado de salud de la misma y de la situación del mercado. Por lo general la pérdida de capacidad evoluciona de forma lineal con el estado de salud. El precio en cambio se ve influenciado doblemente por el deterioro del EDS de la BIL: se reduce el tiempo de vida y las prestaciones de la misma (por lo que la relación €/kWh disminuye), pero también se reduce la capacidad en sí, reduciendo drásticamente el precio de la BIL hasta valores entre 50-70% con un EDS del 80% (**Figura 13**).

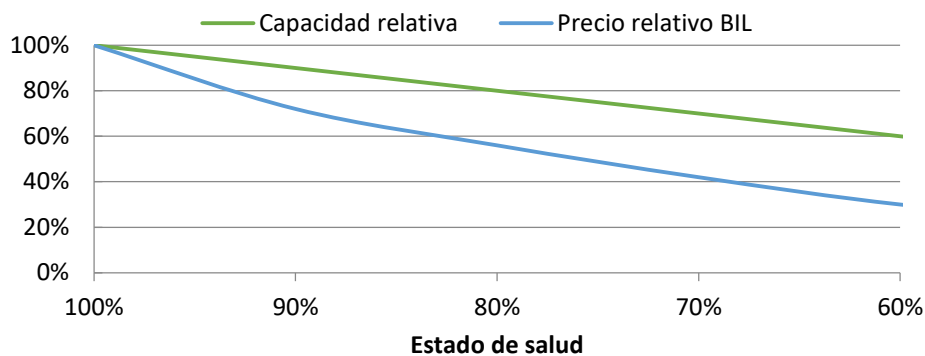


Figura 13: Evolución de la capacidad y el precio de una BIL dado su EDS. El eje vertical representa el porcentaje del valor original. (Fuente: elaboración propia).

Evolución del precio

El precio es un parámetro decisivo en todas las etapas de vida de la batería. No sólo influye en el precio de venta de un VE, también repercute en el coste de reacondicionamiento de la misma, en el coste de la energía almacenada y en la viabilidad del TFE para el que se empleen.

La evolución del precio está fuertemente condicionada por la aceptación de la sociedad hacia los vehículos eléctricos, hecho por el que crece también el mercado de las baterías. Y con el aumento del mercado potencial viene también un aumento del nivel de desarrollo y una reducción del coste de producción, reduciendo progresivamente el precio. Pese a que ya se menciona una reducción en la literatura que hace unos años predecía la evolución del coste, parece que la realidad está superando las expectativas más optimistas (**Figura 14**), y esto se debe a un aumento de la oferta que la demanda no es capaz de absorber, junto con las nuevas tecnologías y materiales que hacen reducir los costes de explotación y producción. No obstante, el aumento de la demanda energética esperado (así como del litio) en el futuro (**Figura 15**) hará del mercado de las baterías un mercado próspero aumentando la tasa de mercado de los vehículos eléctricos en todo el mundo. Además, para que los vehículos eléctricos basados en baterías de litio pasen de tener una presencia anecdótica en el mercado del automóvil a ser una realidad, existen objetivos que algunas compañías y estados se han propuesto. Como ejemplo, Estados Unidos se ha propuesto reducir el precio por debajo de los 125 \$/kWh para el 2022, y Tesla ha anunciado que tiene como objetivo alcanzar los 100 \$/kWh en el año 2020 (12).

En cualquier caso el precio se encuentra en una clara tendencia a la baja y se va reduciendo año tras año, pero cada vez se reduce más lentamente, alcanzando un mínimo en el largo plazo que

solo podrá romperse con el desarrollo de nuevas tecnologías disruptivas de baterías, basadas en otros materiales o en otros principios físicos.

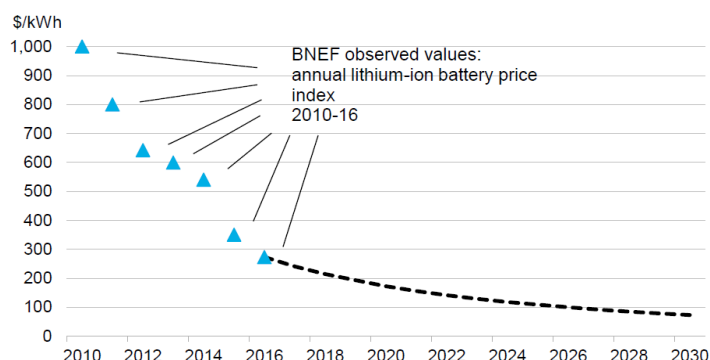


Figura 14: Evolución histórica y previsión del precio de las baterías de litio en primera vida (12).

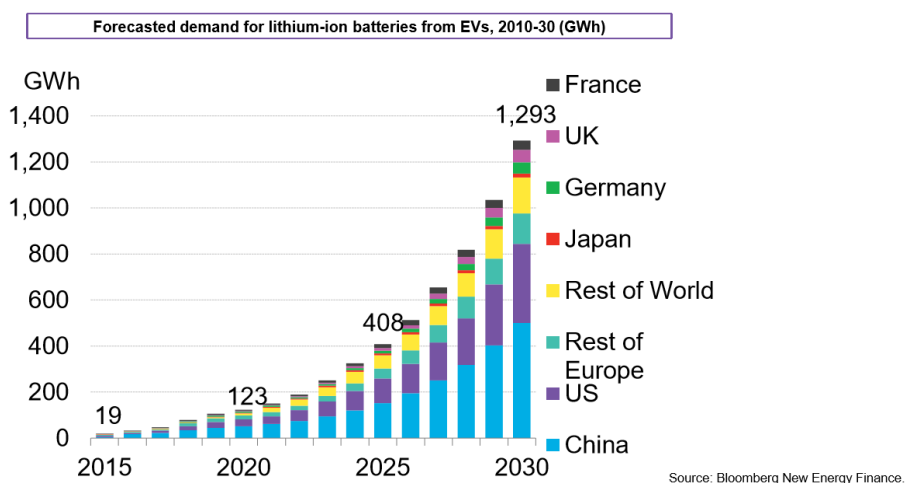


Figura 15: Evolución histórica y previsión de la demanda energética entre los años 2015-2030 (12).

Recursos naturales

La disponibilidad y la explotación de los recursos naturales es un gran condicionante para la evolución del mercado de las baterías. De todos los materiales, hay dos, el litio y el cobalto, que son especialmente críticos por diversos motivos: son relativamente escasos y difíciles de obtener, son difíciles de sustituir, y su demanda está viéndose aumentada debido al aumento de la oferta en el mercado de baterías eléctricas (Figura 16). Por estos motivos, el litio y el cobalto devendrán materiales con una gran influencia en la sociedad, como lo son en la actualidad los combustibles fósiles (6)(13)(14). No obstante, la inestabilidad a la que está sujeto el mercado del litio, debido a cuestiones geopolíticas, hace que las previsiones tengan un cierto riesgo implícito.

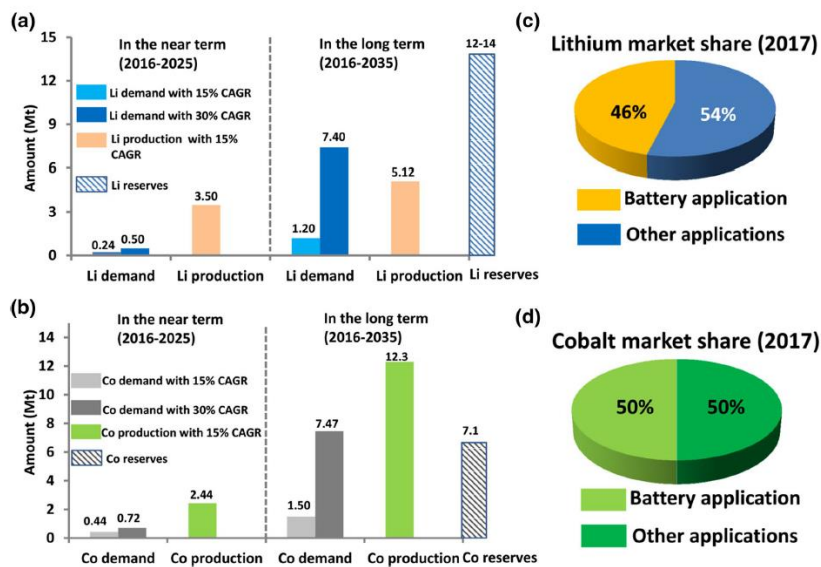


Figura 16: Previsión de la producción y la demanda de litio y cobalto en el corto y el largo plazo (6).

Modelo de envejecimiento de una batería

El objetivo de crear un modelo que simule el comportamiento de una batería es predecir la evolución de los parámetros que puedan influir en la valoración económica y medioambiental de las propuestas del TFE: evolución del estado de salud, número de ciclos y capacidad en final de su segundo ciclo de vida. Para predecir la evolución de estos parámetros se introducen en el modelo los datos correspondientes a la demanda eléctrica que el SAE debe ser capaz de satisfacer y las características funcionales de las baterías que van a emplearse.

Para realizar la estimación del envejecimiento de una BIL han de definirse los aspectos principales en los que repercute el envejecimiento de la misma: el aumento de la resistencia interna del circuito equivalente y el estado de carga de la batería. La resistencia interna por su parte, depende de la temperatura y de la intensidad que por ella circule (tasa de descarga) (2).

El modelo empleado en este TFE para simular el envejecimiento de BIL se basa en un circuito equivalente compuesto por n parejas (una por cada celda) colocadas en serie de resistencia y condensadores en paralelo, y con una resistencia en serie (**Figura 17**). La resistencia equivalente resultante de estos elementos es lo que se ha denominado resistencia interna, y dado que depende directamente del tiempo de vida de la batería, medirla es una forma rápida y fiable para evaluar el estado de salud de la BIL (15).

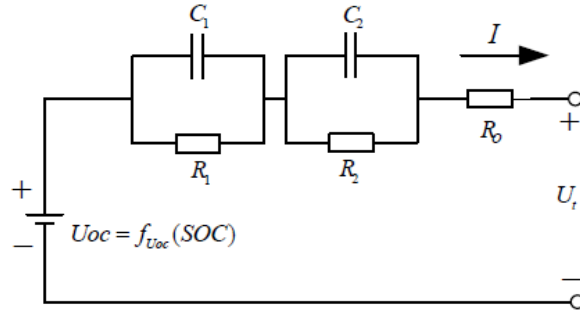


Figura 17: Circuito equivalente de una batería (15).

El siguiente paso consiste en definir los parámetros que caracterizan el modelo, que han de ser tan parecidos como sea posible a los de una batería real. El problema es que estos mismos parámetros pueden variar de una batería a otra, y también evolucionan con la aparición de nuevos tipos de baterías. En este TFE se toman los valores que deben esperarse de una batería procedente de un VE, entendiendo que van a tomarse como valores de ejemplo y pueden variar, por lo que deben calcularse para cada caso real dependiendo de las BIL que se empleen en particular.

Se emplea la siguiente ecuación para predecir la pérdida de capacidad asociada a cada fase de carga y descarga en función de algunas variables conocidas. La pérdida de capacidad se ha calculado mediante la **Ecuación 2** y se asocia a tres aspectos asociados al desgaste de la BIL: pérdida asociada a la tasa de descarga, pérdida asociada a la temperatura y estado de carga y pérdida asociada a la acumulación de ciclos. Los parámetros para el cálculo de pérdida de capacidad son los que se muestran en la **Tabla 2**, procedentes de valores empíricos publicados por Canals, L.C. et al. (10).

$$C_{perdida} = 1 - (r(i, T) \times I) - \left((a \cdot V - b) 10^6 \times e^{\frac{c}{T}} \right) t^{0,5} - \left(\frac{0,15}{C_{ini}(d - e \times \log_{10}(\frac{DOD}{2}))} \right) A_{accum}$$

Ecuación 2: Pérdida de capacidad de una BIL (10).

<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>d</i>	<i>e</i>
7,543	21,75	6.975	6.000	3.000

Tabla 2: Parámetros del modelo utilizado para estimar la pérdida de capacidad (10).

Partiendo del circuito equivalente y de los parámetros que se han definido, se emplean los datos obtenidos de la demanda energética para simular ciclos de carga y descarga en el sistema de baterías, y poder evaluar así cual es la pérdida de carga en cada ciclo.

Resistencia interna

Para realizar el cálculo de la pérdida de capacidad en función de los parámetros presentados, primero hay que definir la evolución de la resistencia interna de la batería a medida que ésta va haciendo ciclos de carga y descarga. Como se ha dicho, la variación de la resistencia interna depende principalmente de dos parámetros: la intensidad y la temperatura. Para el segundo parámetro se puede asumir que en condiciones normales de funcionamiento la temperatura permanecerá constante en el valor óptimo de funcionamiento (a 25°C) gracias al sistema de climatización incluido en el diseño del SAE. Por otro lado, la intensidad entregada depende de la capacidad (y por lo tanto del estado de salud). Para evitar redundancias en la ecuación presentada, que va a emplearse para estimar la pérdida de capacidad y el número de ciclos, se ha considerado una evolución lineal de la resistencia interna (**Figura 18**). Para ello, se ha partido de la siguiente relación (**Ecuación 3**) entre el incremento de la resistencia y el estado de salud (2), y se ha calculado el incremento de dicha resistencia para el estado de salud en el final del segundo ciclo de vida. Por otro lado, para la estimación del valor inicial se ha tomado valores empíricos publicados en el mismo artículo para baterías en el final de su primer ciclo de vida, con un estado de salud del 80%.

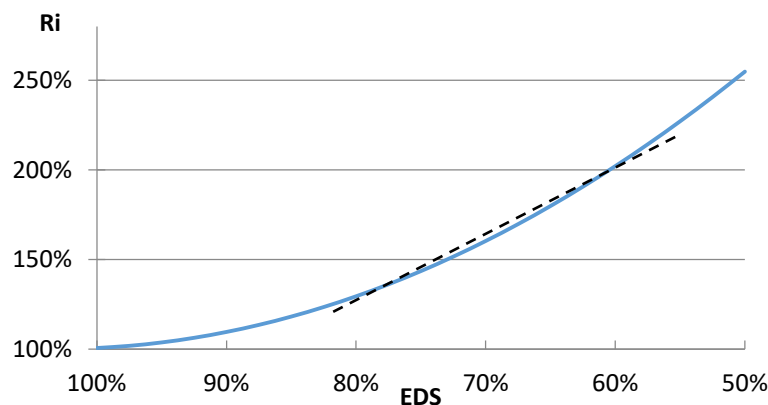


Figura 18: Representación del valor de la resistencia interna de la batería con cada ciclo. La línea discontinua representa la aproximación del valor de la R_i en el segundo ciclo de vida (2).

$$R_i = a \cdot EdS^2 + b \cdot EdS + c$$

Ecuación 3: Función polinomial entre la resistencia interna y el estado de salud (2).

<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>
5,48	-11,30	6,83

Tabla 3: Parámetros del modelo utilizado para estimar la pérdida de capacidad (2).

El valor inicial de la resistencia depende de la BIL y puede medirse con facilidad u obtenerse de las especificaciones del fabricante. Para éste modelo en particular se toma un valor inicial de 0,058 Ω con un EDS del 100%. Siguiendo la relación mostrada en la **Ecuación 3** el valor para un EDS del 80% es de 0,076 Ω .

2.2. Baterías procedentes de vehículos eléctricos

El mercado de VE se encuentra actualmente en fase de crecimiento. En este capítulo se presenta información referente al VE con el objetivo de presentar el momento de desarrollo en que se encuentran, centrándose especialmente en las prestaciones de sus baterías.



Como se puede ver en la **Figura 19**, el uso de baterías de iones de litio actualmente supone un aumento del 80-90% en el precio total de un VE respecto a uno de combustión interna tradicional. Esto se debe a que aproximadamente el 30-40% del coste de un VE está asociado a su batería. No obstante se espera que este coste se reduzca en los próximos años (**Figura 20**) (12).

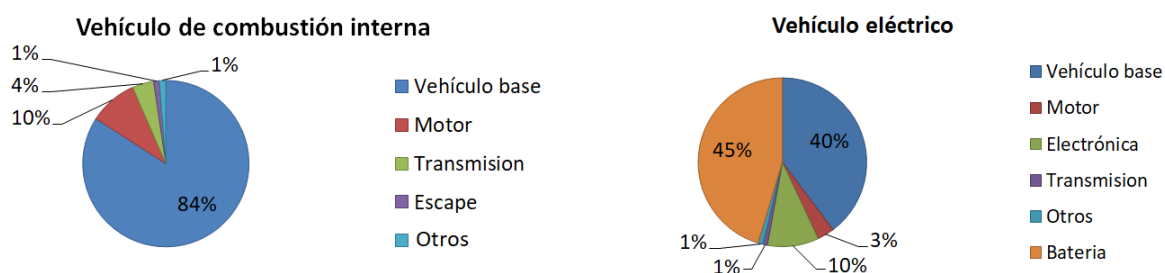


Figura 19: Costes de producción asociados a los elementos de un vehículo (Fuente: elaboración propia).

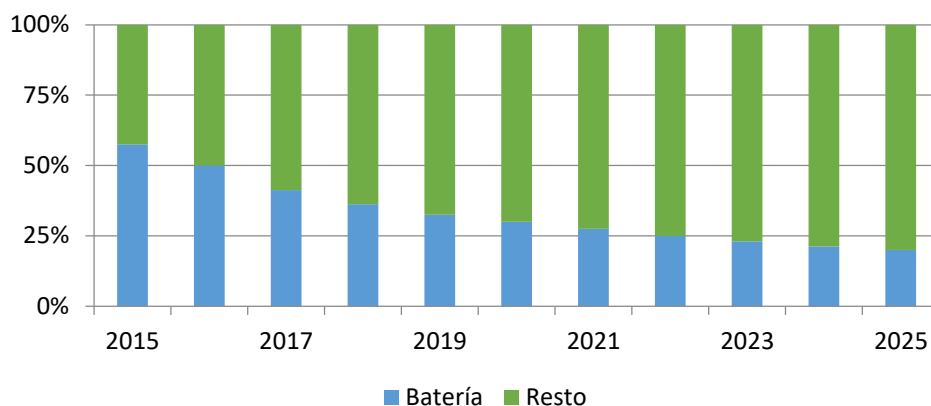


Figura 20: Predicción de la evolución del porcentaje del coste de la batería respecto el total de un vehículo eléctrico de tamaño medio en E.E.U.U. (12).

Como se puede observar en la **Figura 21**, los vehículos analizados utilizan baterías con una capacidad de entre 20 y 100 kWh (asumiendo que estos valores se corresponden con coches nuevos y baterías con un estado de salud del 100%) con las que se pueden obtener autonomías de entre 200 y 600 km según ciclo WLTP.

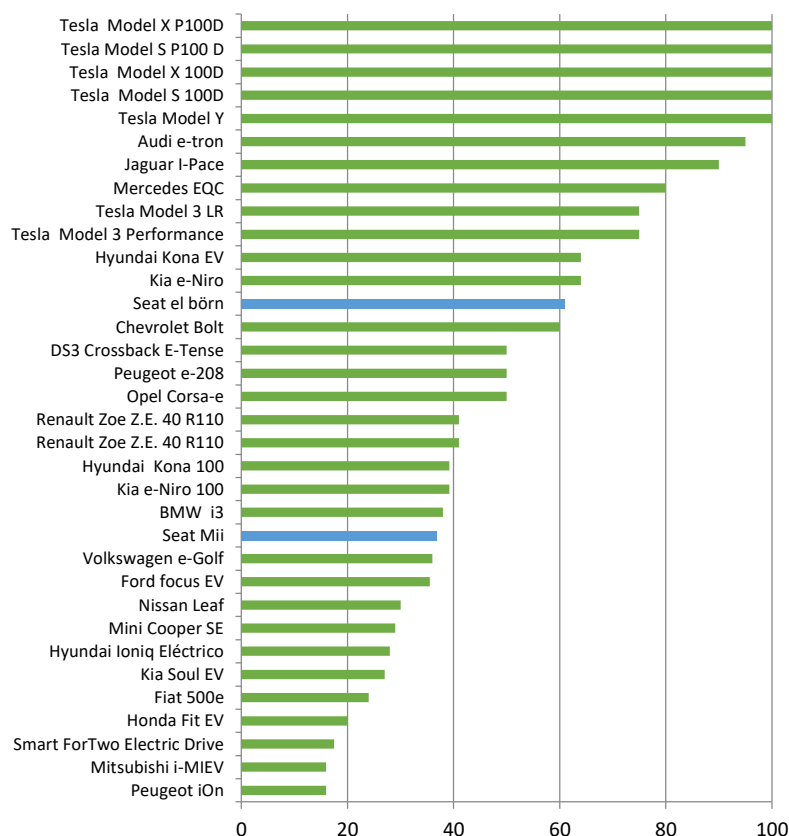


Figura 21: Capacidad de la batería de los distintos modelos que actualmente están en el mercado (kWh), en azul las que se estudiará su capacidad para el SAE diseñado en este TFE. Se incluye también la correspondiente al Seat el-Born, en vísperas de lanzamiento (Fuente: elaboración propia).

Modelos SEAT de vehículos eléctricos

Se presentan las baterías de los modelos de VE comercializados por SEAT, dado que son accesibles para su recuperación, y por lo tanto se toman sus prestaciones en el diseño del SAE. Las dimensiones se muestran en la **Tabla 4**. El volumen de las BIL se ha calculado a partir del valor esperado de densidad energética, que para el caso de las baterías propuestas en este TFE, (procedentes del SEAT Mii electric y del SEAT el-Born) se considera aproximadamente 200 Wh/L. El peso se ha calculado para una energía específica de 270 Wh/kg.

	Capacidad EDS 100%	Peso aproximado	Volumen aproximado
SEAT Mii electric	36,8 kWh	136 kg	0,184 m ³
SEAT el-Born	61,0 kWh	225 kg	0,305 m ³

Tabla 4: Dimensiones y peso de las BIL correspondientes con los modelos SEAT de VE, presentados a continuación. (Fuente: elaboración propia).

El número de módulos que contiene cada batería, así como el número de celdas que componen un módulo, depende del diseño de la misma, y cada fabricante ofrece una solución distinta. Además los fabricantes de vehículos eléctricos son reacios a publicar esta información, dado que puede suponer una ventaja corporativa frente a los competidores. En cualquier caso el número de módulos de una batería no afecta al dimensionado del SAE puesto que este puede realizarse considerando la cantidad de baterías necesarias, y posteriormente calcularse los módulos equivalentes en función de cada batería.

SEAT Mii electric



Tiene una batería de 36,8 kWh y se posiciona como uno de los coches 100% eléctricos más interesantes del mercado, ya que tiene un precio menor que otros vehículos eléctricos similares. Gracias a esto se presenta como un vehículo que puede competir en precio con vehículos equivalentes de combustión interna y al mismo tiempo puede competir en prestaciones con otros vehículos eléctricos de mayor precio. Se trata pues de un vehículo que incentiva al mercado a evolucionar hacia los vehículos eléctricos. Dispone de un motor de 83 caballos (61 kW) que ofrece una autonomía de 240 km.

SEAT el-Born



El SEAT el-Born es el nuevo modelo totalmente eléctrico que comercializará SEAT. Dispone una batería de 61 kWh con lo que se sitúa entre los modelos de capacidad media-alta en la actualidad.

Tiene un diseño deportivo como es habitual entre otros modelos de VCI de la firma. Este modelo en el futuro ocupará parte de la alta cuota de mercado que actualmente tienen otros modelos como el SEAT León.

Previsión de ventas

Las previsiones de ventas se emplean para realizar una estimación de la cantidad de baterías en segundo ciclo de vida que van a recuperarse en los próximos años. Esta previsión sirve para corroborar que la cantidad de baterías necesarias para el diseño del SAE es alcanzable en el corto-medio plazo para un fabricante de automóviles como SEAT. Evidentemente las ventas no consideran el ritmo de desgaste de los VE como consecuencia de su uso, y en consecuencia no se refleja la variabilidad debida al tiempo de vida de las BIL. No obstante la previsión de crecimiento en las ventas de VE en general garantiza la disponibilidad de suficientes baterías como para que el TFE sea realizable en el futuro. La cantidad prevista de baterías en el final de su primer ciclo de vida procedentes de VE de SEAT supera con creces la cantidad necesaria para constituir un SAE como el que se propone en este TFE. En la **Figura 22** se muestran las unidades totales de VE vendidas entre los años 2011 y 2015, así como las compañías productoras.

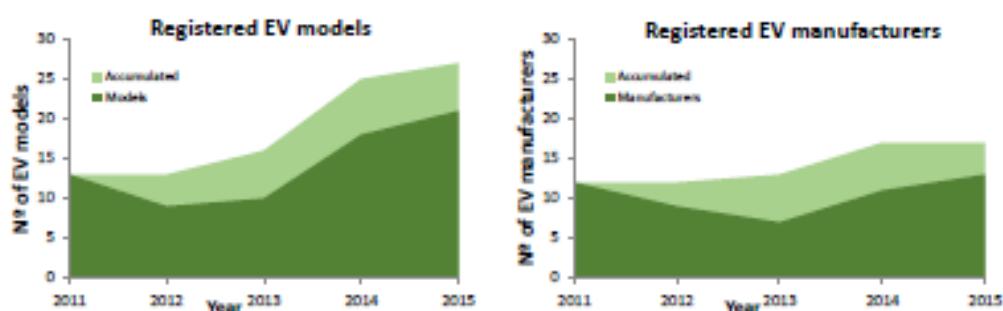


Figura 22: Ventas de VE en España entre los años 2011 y 2015 (2).

SEAT espera que las ventas del modelo SEAT Mii para el 2020 superen las 10.000 unidades, y dada la alta cuota de mercado de sus VCI en el mercado automovilístico español, cabe esperar que las ventas aumenten progresivamente a medida que se hace efectiva la transición hacia la movilidad eléctrica.

Seguridad

En este punto se definen las principales consideraciones referentes a la seguridad de las BIL procedentes de VE. Para ello, se presenta la normativa existente relacionada con la seguridad de baterías (la normativa general referente a SAE basados en baterías, así como la referente a PFV, se muestra más adelante en el análisis del impacto medioambiental).

La batería de iones de litio moderna, empleada para accionar un VE, es un producto relativamente nuevo en el mercado, motivo por el cual la normativa vigente referente a sus medidas de seguridad es escasa. La seguridad de una batería depende en gran medida de la estabilidad del separador, pues un deterioro del mismo puede suponer una comunicación eléctrica entre los electrodos, provocando un cortocircuito y deteriorando permanentemente la batería. Así pues, la naturaleza del separador es muy trascendental en la seguridad de una batería, y puede clasificarse en tres tipos: membranas poliméricas micro porosas, alfombras no tejidas, o membranas de compuesto inorgánico (16). Los separadores deben tener por lo tanto una alta resistencia mecánica y una alta estabilidad térmica.

El electrolito es también un elemento crítico en la seguridad de una batería en general, y las de iones de litio no son una excepción. No obstante, si es una excepción entre el global de las baterías el uso de electrolitos con base orgánica, como sucede con las baterías de iones de litio (las cuales emplean carbonatos alquil cíclicos). Estos electrolitos son suficientemente estables como para permitir el uso de Li y LiC_6 como componente activo anódico (16).

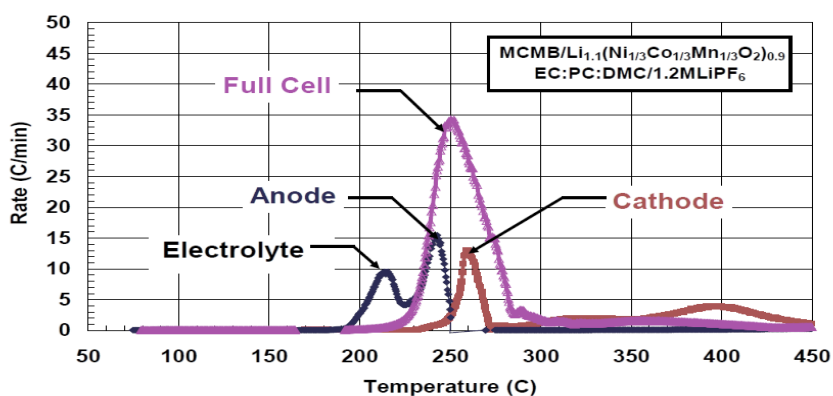


Figura 23: Perfiles de temperatura por profundidad de descarga en electrodos, electrolito y celda en conjunto (16).

Respecto a la profundidad de descarga, nunca debe superarse la nominal de la batería para su capacidad, ya que puede ocurrir sobrecalentamiento causado por una alta profundidad de descarga, en la **Figura 23** (16) se muestran las temperaturas alcanzadas en celdas NMC procedentes de un vehículo eléctrico. Sin un sistema de refrigeración apropiado, esta temperatura resulta en el deterioro permanente de la celda y puede provocar que se deterioren también las celdas adyacentes (17).

La reacción del electrolito con el ánodo o el cátodo (como consecuencia de superar una temperatura crítica, en muchos casos debido a un alto ratio de descarga causado por ejemplo por un cortocircuito interno) tiene como resultado la generación de gases, que pueden hinchar la batería o incluso hacerla explotar, además de dañar los electrodos irremediablemente. Por ese motivo, la aparición de gas en una batería es motivo de alarma y advierte de un fallo en la misma, por lo que la celda afectada debe ser identificada y retirada, con las medidas de seguridad correspondientes. Pero en el momento en que aparece el gas la BIL ya se ha deteriorado y las posibilidades de explotar o combustionar son altas, así que la detección de gas no es un método de prevención de riesgos adecuado. La temperatura y el ratio de descarga en cambio son parámetros mucho más adecuados para prevenir riesgos, pues pueden monitorizarse de forma continua y pueden identificarse anomalías de comportamiento antes de la aparición de gas, y deben estar monitorizados en todo momento.

2.3. Almacenamiento de energía eléctrica

Existe una gran variedad de sistemas de almacenamiento de energía que basan su funcionamiento en principios físicos muy variados, pero con una funcionalidad común que consiste en proporcionar energía en un momento concreto y almacenarla cuando no es necesario. En la **Figura 24** se compara distintos sistemas de acumulación de energía según su eficiencia y la cantidad de ciclos de carga y descarga que pueden ofrecer.

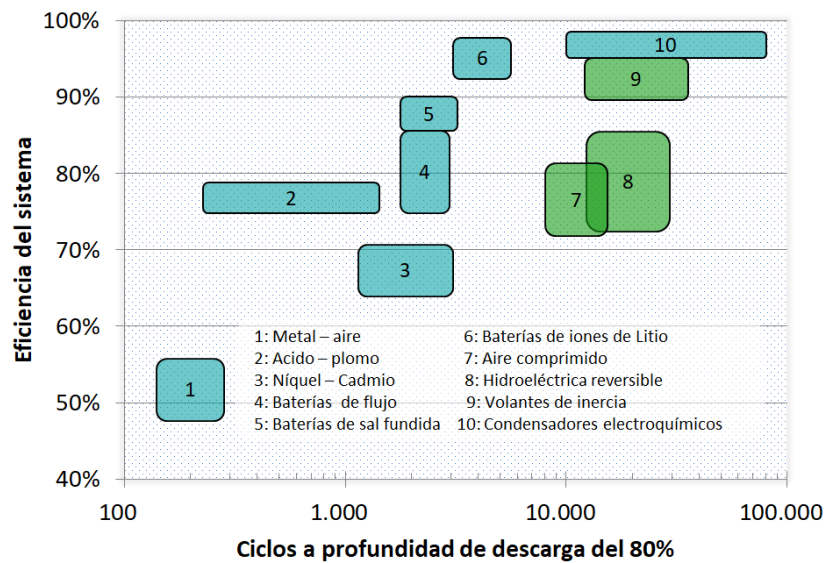


Figura 24: Comparación de la eficiencia y tiempo de vida de los principales tipos de sistemas de almacenamiento de energía existentes en la actualidad (18).

Combustibles

La obtención y el posterior almacenado de combustible para su uso posterior puede considerarse el SAE más antiguo que existe. La cantidad de energía que puede proporcionar el combustible depende (además del propio combustible) del sistema empleado para transformar, mediante combustión, la energía interna del combustible en el tipo de energía deseado. Esta energía interna se expresa mediante el poder calorífico inferior, mientras que la capacidad del sistema para transformar la energía se expresa con un rendimiento. El uso de combustible como almacenamiento de energía tiene dos grandes inconvenientes: solo se pueden utilizar una vez y al hacerlo se emiten residuos contaminantes procedentes de la combustión (a excepción del hidrógeno, cuyos residuos no se consideran contaminantes y pueden ser reconvertidos en hidrógeno).

Centrales hidroeléctricas reversibles

Los saltos de agua se han utilizado como generadores de energía desde hace muchos años, pero ha sido en las últimas décadas que se ha perfeccionado el concepto hasta la técnica actual. Se emplean grupos de bombeo capaces de bombear agua hasta un depósito o presa situada a una altura superior, donde se almacena. Los grupos de bombeo aprovechan momentos de excedencia de energía eléctrica para desplazar una masa de agua que, en caso de necesidad, será transformada de nuevo en energía eléctrica mediante turbinas hidroeléctricas, que pueden ser los mismos grupos de bombeo funcionando de forma inversa. Este tipo de sistemas son muy

duraderos y no generan residuos contaminantes, pero requieren una gran inversión e infraestructura.

Energía térmica y aire comprimido

Un sistema de almacenamiento de energía térmica consiste en almacenar energía calorífica en una masa. Tiene como inconveniente la pérdida continua a lo largo del tiempo, por lo que no es un tipo de sistema adecuado para almacenar energía durante largos periodos de tiempo. De forma similar, en los sistemas de aire comprimido se almacena la energía en forma de presión utilizando aire comprimido.

Volantes de inercia

Los volantes de inercia son sistemas que almacenan energía acelerando una masa. Estos sistemas generalmente tienen un disco en su interior girando a gran velocidad. El sistema en sí es totalmente limpio (no consume recursos ni emite ningún residuo) y tiene un tiempo de vida largo. Además, tiene una capacidad de almacenar energía que no depende directamente de su peso, sino de la resistencia mecánica del disco al girar. Por otro lado, la resistencia mecánica mencionada contribuye a la pérdida de energía haciendo desacelerar el volante de inercia con el tiempo, por lo que no es adecuado para almacenar energía durante largos periodos de tiempo.

Pilas de combustible

Las pilas de combustible son una tecnología con mucho potencial en el medio y el largo plazo. Su principio de funcionamiento es similar a la de las baterías: disponen de electrodos dentro de un electrolito y la diferencia de potencial eléctrico entre ellos es lo que permite almacenar energía eléctrica. No obstante existe una diferencia muy significativa: los electrodos se consumen, por lo que es necesario reemplazarlos cada cierto tiempo. A día de hoy están apareciendo los primeros modelos funcionales de pilas de combustible, y las prestaciones que ofrecen son prometedoras, superando incluso las que puede ofrecer una BIL.

Sistemas de acumulación de energía mediante baterías de iones de litio

Como se ha comentado, las BIL son uno de los mejores candidatos para los SAE en la actualidad, por su desarrollo acelerado y sus prestaciones. Además, las perspectivas de crecimiento en la demanda y cuota de mercado de los VE predicen un aumento progresivo en la cantidad de energía procedente de baterías requerida a nivel global, garantizando así la evolución de ésta

tecnología y la escalabilidad del producto (**Figura 25**). Por otro lado, la evolución hacia la movilidad eléctrica genera la necesidad de diseñar soluciones que permitan abastecer este aumento acelerado de la demanda de energía, y a su vez facilita la obtención de BIL a precios más competitivos, por lo que presumiblemente el nivel de desarrollo de los SAEs con BIL aumentara proporcionalmente con el mercado de VE (12).

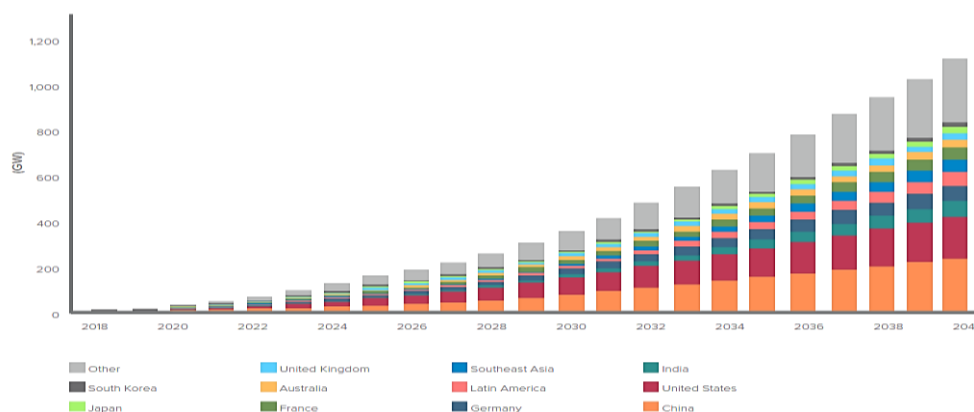


Figura 25: Predicción de la evolución global de la demanda de energía eléctrica para VE (12).

Las baterías de iones de litio son uno de los sistemas de almacenamiento de energía con mayor eficiencia si se comparan con otros sistemas electro-químicos, y además permiten un número de ciclos adecuado para una gran multitud de aplicaciones. Por ese motivo se trata de un producto que está entrando en su fase de madurez.

Para el caso que nos ocupa se estudiarán los sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías de iones de litio, debido a que son las que se emplean en los vehículos eléctricos. En particular, los sistemas de almacenamiento de energía estudiados van a utilizar baterías en segundo ciclo de vida.

Para dimensionar un sistema de almacenamiento de energía es necesario definir primero la aplicación que se le va a dar, puesto que el estado de salud de la batería evolucionará de forma distinta según la demanda eléctrica que deba soportar el sistema, afectando así al tiempo de vida de las baterías. Además el sistema mencionado debe ser capaz de soportar necesidades de corriente y tensión que se le impongan. Por ese motivo en este capítulo se estudiarán los matices de un sistema de módulos de BIL dispuestos de tal forma que puedan garantizar la misma tensión que la de la red eléctrica, y suficiente potencia para satisfacer la demanda de la aplicación en que se implemente (**Figura 26**). El hecho de emplear un sistema de baterías en paralelo permite

reemplazarlas individualmente en caso de ser necesario, como en el caso de BIL en segundo ciclo de vida que procede de VE, en las que puede existir una variabilidad en sus parámetros principales (19)(20). Por otro lado, el uso de algunos equipos adicionales, como inversores, reguladores de carga y elementos de seguridad, es imprescindible para el correcto funcionamiento del SAE, por lo que también se definirán en este capítulo.

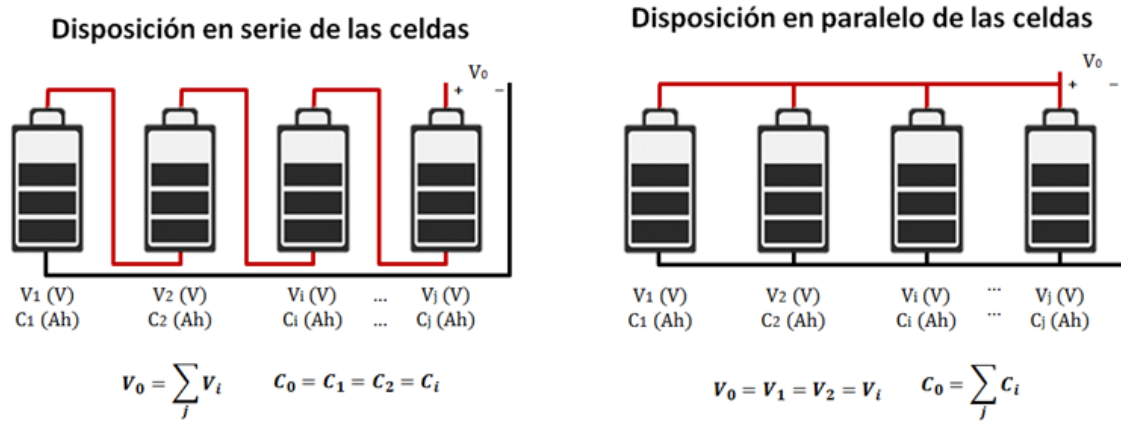


Figura 26: Cómo afecta la disposición de las celdas a la capacidad y la tensión de una batería. (Fuente: elaboración propia).

Dimensiones y peso

Las dimensiones y peso del SAE son factores que deben ser estudiados, pues la batería de un VE tiene un peso considerable (del orden de los 500 kg cada una). En lo que refiere a las dimensiones, cada batería procedente de un VE ocupa aproximadamente 2 metros de largo, por 1,50 metros de ancho y 0,5 metros de alto, que resulta en un volumen aproximado de $1,5 \text{ m}^3$. No obstante, en la reagrupación de los módulos pueden modificarse las dimensiones del equivalente a una batería, siempre que el volumen resultante sea aproximadamente el mismo.

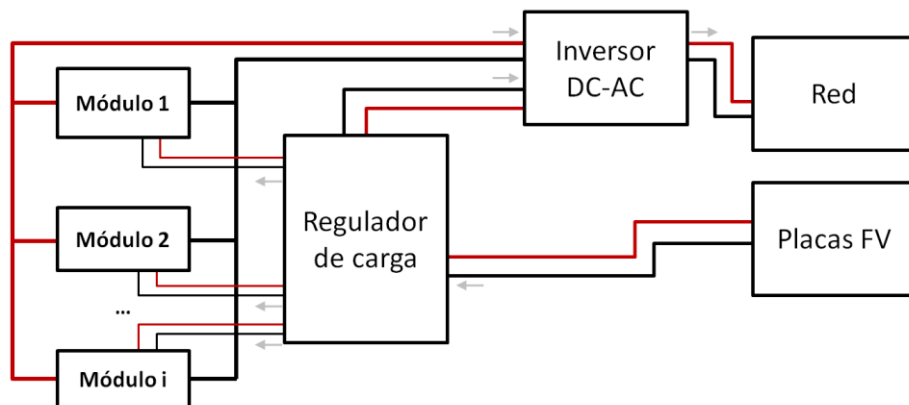


Figura 27: Esquema de los elementos principales de un SAE basado en baterías. (Fuente: elaboración propia).

Las baterías recuperadas deben separarse por módulos. Estos módulos se dividen en grupos, y dentro de cada grupo se conectan en serie hasta lograr la tensión deseada. Con los grupos ofreciendo la tensión necesaria para satisfacer la demanda eléctrica, estos se conectan en paralelo, permitiendo así una mayor capacidad del sistema. La capacidad disponible ha de ser siempre mayor que la energía consumida durante los periodos en que no exista producción de energía eléctrica. Además debe garantizarse una capacidad mínima hasta el final de su segundo ciclo de vida pese a la pérdida de capacidad.

Por otro lado, las baterías o módulos de un sistema de baterías han de poder intercambiarse en caso de necesidad, por lo que la opción de emplear módulos en paralelo presenta una ventaja significativa: permite reemplazar uno de ellos mientras los otros siguen en funcionamiento (19).

Capacidad energética

Como se ha visto, un buen dimensionado de la capacidad energética es imprescindible para diseñar un SAE adecuado. Para ello es necesario tener en consideración que la batería tiene una pérdida de capacidad en cada ciclo, que depende de varios factores, como son el deterioro del EDS, estados de carga máximo y mínimo en estado de funcionamiento, estado de carga en reposo, profundidad de descarga y temperatura.

En el modelo de envejecimiento de la BIL se ha mostrado cómo calcular la pérdida de capacidad mediante la **Ecuación 2**, partiendo de unos parámetros de consumo que se corresponden con una aplicación determinada y un tipo de BIL específico. Se han tomado como parámetros los de la fuente original, publicados por Canals L.C. et al. (10) dado que corresponden con BIL muy similares a las que se proponen en este TFE. Con la ecuación mencionada se ha calculado la pérdida de capacidad acumulada tras más de 2.500 ciclos, y la capacidad inicial se ha dimensionado para un tiempo de vida de 6 años, tras los cuales el SAE ha de ser capaz de almacenar la energía requerida pese al deterioro del estado de salud. La **Figura 28** muestra la evolución de la capacidad de un SAE diseñado para el departamento de calidad, y la **Figura 29** muestra la misma información para el caso del laboratorio de emisiones.

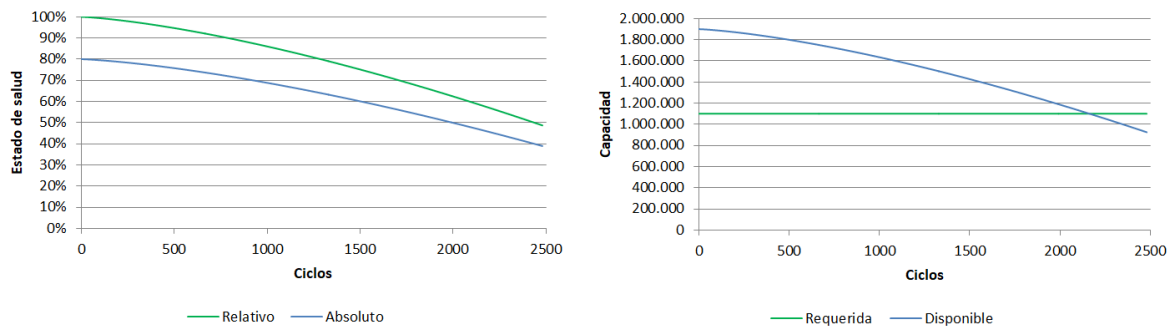


Figura 28: Sobredimensionado de la capacidad (Wh) del SAE para garantizar un segundo ciclo de vida de 6 años, correspondiente al departamento de gestión de calidad. 1.900 kWh . (Fuente: elaboración propia).

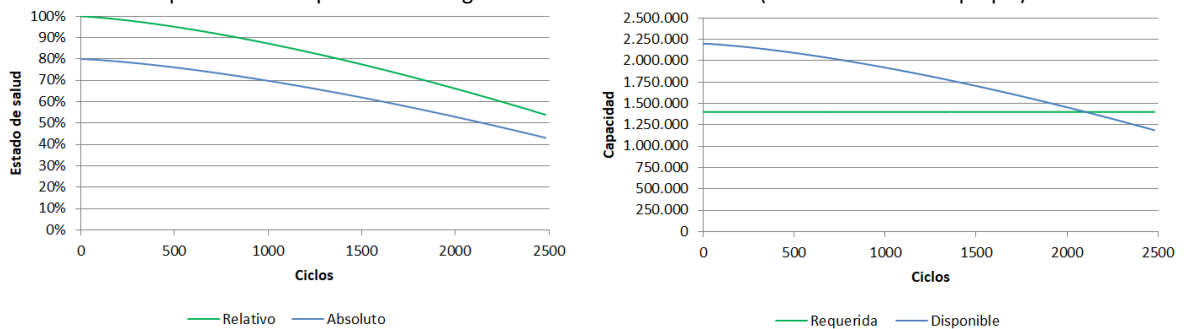


Figura 29: Sobredimensionado de la capacidad (Wh) del SAE para garantizar un segundo ciclo de vida de 6 años, correspondiente al laboratorio de emisiones. 2.200 kWh. (Fuente: elaboración propia).

Dada la disponibilidad que se espera de baterías de iones de litio en segundo uso recuperadas, y dado que se espera una reducción de su precio en el futuro, se ha ajustado el sobredimensionado de la capacidad para garantizar un tiempo de vida de 6 años, puesto que equivale a un número de ciclos asumible.

Tipos y aplicaciones de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica

Las aplicaciones de un SAE son tantas como tipos de demanda eléctrica puedan existir. Pero de ellas, existen algunas especialmente interesantes si se consideran algunos aspectos estratégicos, como la evolución de la demanda eléctrica. En los últimos años, el UPS ha sido una de las aplicaciones en que más se usan los SAE en pequeñas y medianas empresas, pero la electrificación de los vehículos está forzando un aumento de las necesidades eléctricas para el cual la red eléctrica puede no estar bien dimensionada, y como consecuencia de ello nuevas aplicaciones para SAE están apareciendo. Así pues, la mayoría de aplicaciones para un SAE están enfocados a dar soporte a una red eléctrica o reducir la carga que esta debe soportar: autoconsumo, soporte a la red, o carga rápida para vehículos eléctricos, son algunas de las aplicaciones con mayor proyección para el futuro.

Dado que cada aplicación tiene un ciclo de carga-descarga característico y diferente a los otros, la evolución del estado de salud en cada caso también será distinta con el paso del tiempo, y por lo tanto, el número de ciclos que los SAE (o los módulos que lo componen) son capaces de ofrecer. Se emplea el modelo presentado anteriormente para simular el funcionamiento de una batería en cada caso, permitiendo así obtener una aproximación del número de ciclos que se pueden obtener en función de las características del propio ciclo. El principal parámetro es la profundidad de descarga, y se descompone en dos parámetros: la variación de carga (expresado como un porcentaje) y velocidad de descarga (expresado en porcentaje dividido por tiempo), y ambos pueden representarse en un ciclo de carga y descarga.

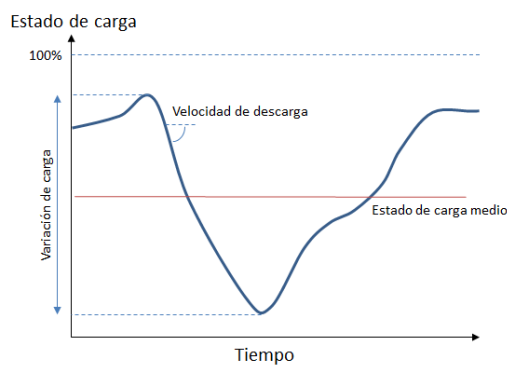


Figura 30: Parámetros principales de la evolución del estado de carga durante un periodo de tiempo de un día. (Fuente: elaboración propia).

En la bibliografía consultada se analizan estas mismas aplicaciones para obtener la evolución del EDS mediante un modelo de envejecimiento de baterías como el que se ha presentado en el final del apartado sobre baterías dentro de este capítulo.

2.4. Generación de energía eléctrica

Para finalizar el capítulo se exponen distintos métodos para generar energía eléctrica, los cuales pueden emplearse para alimentar el sistema de almacenamiento de energía basado en baterías de vehículos eléctricos en segundo ciclo de vida. Los métodos de generación de energía eléctrica que existen son muchos y muy diversos. Los que se muestran son aquellos que pueden encajar con la realidad del entorno de la planta SEAT.

Red eléctrica

En primer lugar se presenta la opción de obtener la energía de la red eléctrica. Este es el caso de muchas empresas, debido a que es una opción que no requiere ninguna inversión más allá del

pago de las tarifas eléctricas. No obstante, en entornos industriales complejos donde las necesidades de energía eléctrica son suficientemente grandes, existen otras opciones más rentables.

Además el precio de la energía procedente de la red eléctrica es variable y se establece mediante subasta, en función de la energía producida y la demandada en cada período (**Figura 31**), precio que al pagar hay que sumarle un incremento en concepto de suministro y mantenimiento de la red. En ese sentido, puede ser una aplicación económicamente interesante el uso del SAI para absorber estas variaciones en el precio del kWh, por medio de la adquisición de energía en momentos de bajo precio para evitar la necesidad de comprarla en momentos de mayor demanda (y en consecuencia mayor precio). Para esta aplicación, ha de valorarse también el coste asociado a almacenar un kWh durante un período de carga y descarga (a partir del coste de la batería y la cantidad de ciclos que será capaz de realizar). Así pues, no solo debe haber una variación significativa en el precio, sino que el sistema de baterías empleado ha de dimensionarse de tal forma que se optimicen costes, pues de su rendimiento depende directamente la viabilidad de esta aplicación. No obstante las fluctuaciones del precio son difíciles de predecir más allá de la tendencia general, por lo que un proyecto de estas características implica incertidumbre, y en consecuencia un cierto riesgo.

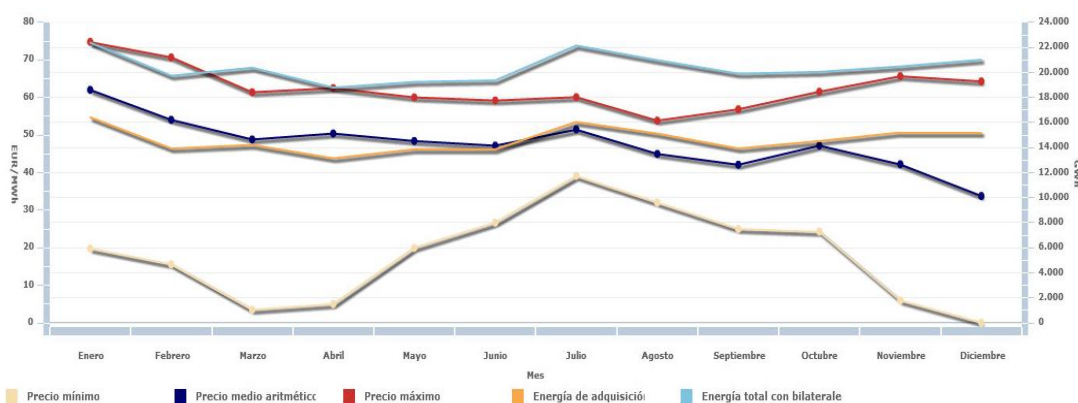


Figura 31: Precio máximo y mínimo mensual promedio del coste variable de la electricidad durante el año 2019. Fuente: Omie.es.

Otra posible aplicación para un SAE es la compraventa de electricidad aprovechando las variaciones del precio, pero dado que estas variaciones son pequeñas, la escala del SAE ha de ser suficientemente grande como para que sea rentable aprovechar el precio. Dado que, para que sea rentable, el coste y las dimensiones del sistema deberían ser muy superiores a los de una

aplicación de autoconsumo, y dada la alta incertidumbre del precio debido a la fijación del mismo mediante subasta, esta aplicación no se considera coherente con el objetivo de este trabajo y no va a estudiarse.

Por otro lado, las otras opciones para la generación de energía eléctrica, que se presentan a continuación, son mucho más interesantes para el entorno de la planta SEAT en Martorell. Aun así, los datos sirven para valorar con mayor objetividad la viabilidad del proyecto, y con ellos se puede calcular el ahorro que supone el uso de las alternativas con respecto a la adquisición de energía por medio de la red eléctrica.

Sistemas de cogeneración

Un sistema de cogeneración consiste en un conjunto de elementos que permiten la obtención de energía térmica y eléctrica simultáneamente. En él, se emplea como fuente de energía un combustible, que produce calor en forma de vapor de agua y éste se transforma en energía mecánica para producir energía eléctrica mediante un turbogenerador. Existen distintos tipos según los elementos que componen el sistema.

En este caso se estudiará el sistema de cogeneración con turbina de gas (**Figura 32**), que es el utilizado en la fábrica de SEAT para la producción de energía tanto térmica como eléctrica. Consiste en una turbina de gas unida mecánicamente a un generador eléctrico, y a otra turbina que hace la aportación de aire a la cámara de combustión. Dicha cámara se alimenta con un combustible (gas natural) para producir unos gases de combustión que accionan la turbina de gas. Tras pasar por la turbina, los gases pasan por un intercambiador de calor donde ceden su energía térmica a un circuito de agua produciendo vapor, y posteriormente se conducen hasta una chimenea para liberarse a la atmósfera. Esta producción de energía eléctrica y térmica se produce de forma repartida en un proceso de cogeneración, y dado que las necesidades de ambas energías pueden variar, frecuentemente hay excedente de alguna de ellas.

Usualmente la energía eléctrica excedente se inyecta a la red eléctrica tal y como se incluye en el régimen especial de energía (Real Decreto 413/2014) para evitar producir esa electricidad en otra central de forma menos eficiente. Pero el precio de venta de dicha energía está regulado y usualmente la empresa no obtiene mucho beneficio de su venta. Por otro lado, el sistema de

cogeneración de SEAT ofrece la energía a un precio fijo del kWh para sus talleres y departamentos, que es de 0,079 €/kWh.

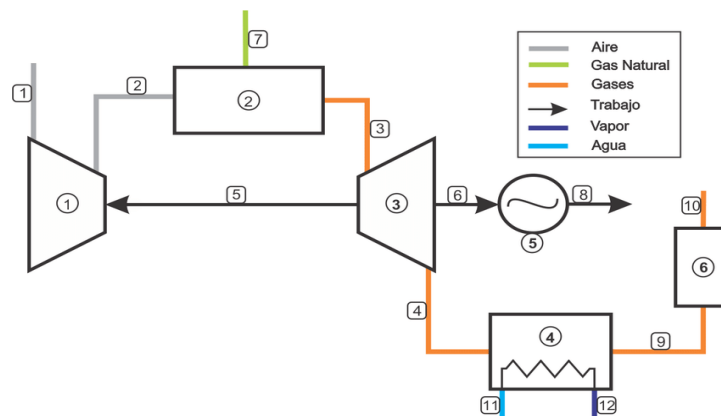


Figura 32: Esquema de un sistema de cogeneración con turbina de gas. (Fuente: elaboración propia).

Energía fotovoltaica

La energía fotovoltaica es una de las mejores alternativas para la obtención de la energía necesaria para alimentar SAE, debido a que su producción tiene un coste variable reducido y la producción es discontinua (no produce energía durante la noche). Esta producción barata y discontinua da sentido a la utilización de un sistema que permita almacenar la energía para poder ofrecer un suministro continuo de electricidad, como es el caso de las baterías. No obstante, desde un punto de vista económico las PFV tienen un coste de inversión alto.

En la zona de la planta industrial de Martorell existen 53.000 placas solares con una extensión de 276.000 metros cuadrados, pero pertenecen a una empresa externa por medio de una concesión de la superficie, por lo que la electricidad que generan no está disponible para el consumo interno de la planta de SEAT en Martorell.

En éste TFE se han consultado fuentes que ofrecen datos sobre la irradiación solar geográfica, concretamente en la ubicación del complejo industrial de SEAT en Martorell, para plantear la viabilidad de utilizar placas fotovoltaicas para alimentar las baterías. A continuación se muestran en los siguientes gráficos los valores de irradiación solar mensual en un periodo de 10 años (del 2007 al 2017) y la irradiación solar diaria promedio en verano y en invierno (**Figura 33**). Dada la poca variabilidad entre años que se muestra en el gráfico, se va a suponer que los valores de radiación solar se mantienen invariantes de un año a otro, dependiendo sólo del momento del año.

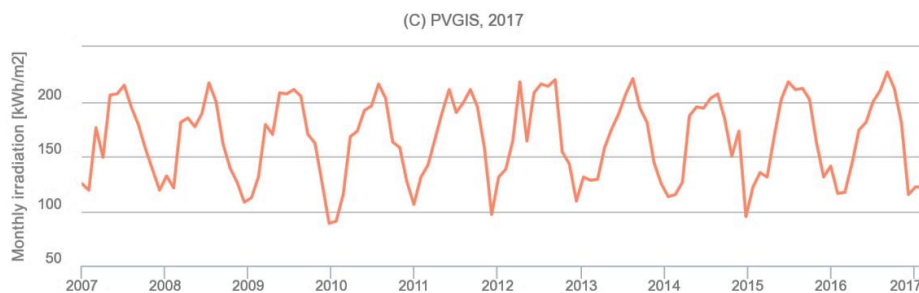


Figura 33: Irradiación solar en Martorell entre los años 2007 y 2017. Fuente: PVGIS.

Se han considerado las variaciones de irradiación solar que existen entre verano e invierno durante el día. Así, estos valores promedio permiten tener una idea clara de la cantidad de energía solar que se puede obtener por cada metro cuadrado de placas fotovoltaicas, dependiendo de la hora y la época del año. Las variaciones diarias tanto en la energía generada mediante PFV como en los consumos deben ser consideradas para el diseño de los ciclos de carga y descarga de las baterías. En la **Figura 34** se puede observar que en verano la irradiación puntual máxima es aproximadamente un 50% superior que en invierno, y la total a lo largo del día es un 85% mayor (4.900 Wh/m² en Julio y 2.600 Wh/m² en diciembre).

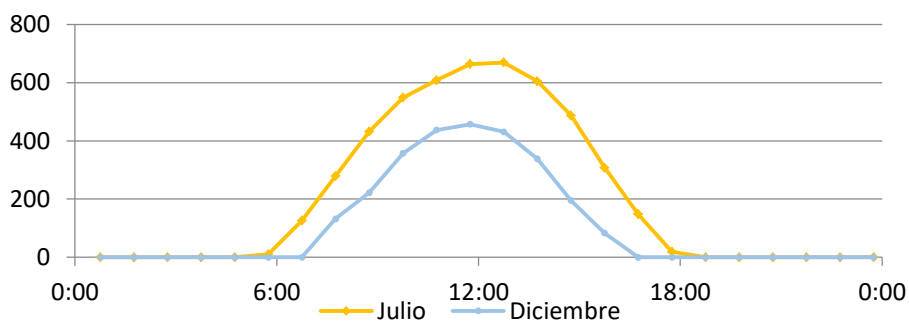


Figura 34: Irradiación solar diaria promedio en la planta SEAT de Martorell (W/m²). Fuente: PVGIS.

La **Ecuación 4** permite calcular la superficie de PFV necesaria a partir de la capacidad productiva de las mismas. El término A hace referencia al área (m²), la E representa la energía generada o capacidad (Wh), la I representa la irradiación de la zona (Wh/m²), el término η es el rendimiento de la placa, y ε representa la eficiencia de las PFV. Se ha tomado el valor de irradiación medio, de 3.700 Wh/m² día.

$$E = \varepsilon \cdot \eta \cdot I \cdot A$$

Ecuación 4: Relación entre la energía producida y la superficie de PFV.

Por otra parte, la eficiencia depende del nivel de desarrollo de la tecnología en la que se basan las placas fotovoltaicas, por lo que se puede prever una mejora en el futuro. La eficiencia de la mayoría de los modelos actuales de PFV toma valores entre el 15% y el 21%, llegando al 24,7% en algunos casos (21). Para este TFE se tomará una eficiencia del 21% debido a que corresponde con el modelo elegido de PFV. Fijado el rendimiento de las PFV, se ha tomado para el cálculo la irradiación media, con la que se obtiene una capacidad de producción de energía diaria aproximada de 800 Wh/m² día. También se ha considerado la pérdida de capacidad debida al deterioro del EDS de las mismas tomando los valores que garantiza el fabricante. Esto se verá más adelante, en el punto “Elección del panel fotovoltaico”.

Además, el desarrollo de los equipos de electrónica de potencia adicionales involucrados en la conversión de energía también va a suponer una mejora de la eficiencia global en las placas del futuro, y se puede esperar que ésta mejora repercuta en el coste de forma directa e indirecta, dado que se reduce el área necesaria y el precio de venta de las PFV.

En lo que respecta al coste, se ha tomado en este TFE un valor de 300 €/kW, dado que se trata de una instalación relativamente grande (de entre 340 y 400 kWp de potencia pico, dependiendo de la aplicación). De forma similar a las BIL, el precio de las PFV desciende gradualmente a medida que aumenta su nivel de desarrollo y se descubren procesos productivos más eficientes y materiales más económicos.

3. Aplicaciones propuestas

En los capítulos anteriores se ha descrito detalladamente qué prestaciones pueden ofrecer las baterías en unas condiciones de funcionamiento determinadas, y los elementos propios de un SAE basado en BIL. El siguiente capítulo tiene como objetivo relacionar toda la información que se ha expuesto para poder plantear así una propuesta de proyecto que se adecúe a las necesidades de la fábrica de SEAT. Para ello se plantean algunos casos que podrían ser compatibles con el uso de baterías en segundo ciclo de vida y se valora cuantitativa y cualitativamente su implementación, pudiendo así distinguir cuáles de ellos son viables y en qué medida.

3.1. Necesidades energéticas

Para el diseño del sistema de almacenamiento de energía eléctrica y las necesidades que éste debe satisfacer primero se analizarán los consumos eléctricos, la evolución de la capacidad energética de las baterías y los ciclos de carga y descarga. Posteriormente se ha realizado el diseño del sistema para cada caso, considerando el tiempo de vida de las baterías (calculado a partir del número de ciclos), la capacidad inicial necesaria para garantizar energía suficiente hasta su último ciclo (calculada a partir del modelo de envejecimiento), y los elementos adicionales que deben implantarse para que la instalación funcione adecuadamente.

Laboratorio de emisiones

El primer caso de aplicación es el laboratorio de emisiones, que se compone de un conjunto de equipos empleados para medir las emisiones que produce un vehículo en circulación. En este laboratorio se realizan ensayos de larga duración, para los cuales es necesario un suministro continuo de electricidad.

A continuación se muestra en la **Figura 35** los consumos mensuales reales de éste laboratorio entre los años 2008 y 2014. Estos datos se emplearán para tener una idea realista del consumo, y poder dimensionar así un sistema de baterías que pueda abastecer las necesidades eléctricas. El consumo anual es de aproximadamente 750 MWh/año, se ha tomado como valor de referencia un consumo de 75 MWh/mes (900 MWh/año) para garantizar así energía suficiente para proporcionar la potencia necesaria en todo momento. En caso de consumir menos potencia, el

sistema de baterías estaría sobredimensionado, pero esto implica un uso parcial de la capacidad total del sistema y por lo tanto un desgaste menor de las baterías, alargando así su vida útil.

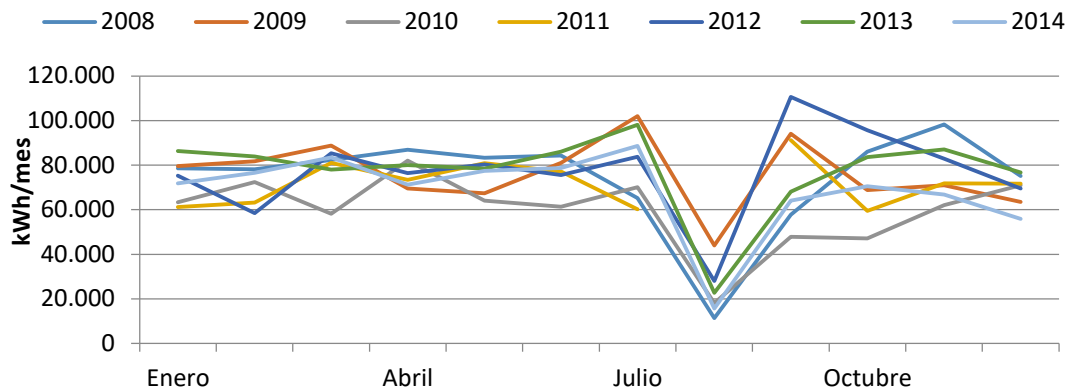


Figura 35: Consumo eléctrico mensual entre los años 2008 y 2014. Laboratorio de emisiones. Fuente: datos de consumo SEAT.

Para la estimación de la potencia máxima se ha tomado el valor medio del consumo máximo, y se ha aumentado multiplicándolo con un coeficiente de seguridad λ de 1,2 (**Ecuación 5**). Mediante la ecuación presentada se ha estimado una potencia máxima para el laboratorio de emisiones de 120 kW. Este valor se toma como valor de referencia para el dimensionado del SAE.

$$P_{max} = \lambda \cdot P_{med}$$

Ecuación 5: Coeficiente de seguridad empleado para el cálculo de la potencia máxima.

Departamento de GC

El departamento de GC está compuesto por 5 sub-departamentos, aunque prácticamente la totalidad del consumo se puede atribuir al laboratorio de tecnología de materiales, el cual a su vez se compone de tres secciones: el laboratorio de mecánica, metalurgia y corrosión, el laboratorio de química y acabados exteriores, y por último, el laboratorio de acabados interiores y elastómeros. En cada uno de ellos se analizan componentes distintos según material y propiedades, pero en todos se evalúa la calidad de los componentes para decidir si son aptos o no para su utilización en un vehículo. Para realizar ésta evaluación hacen falta una importante cantidad de equipos con funcionalidades muy diversas: desde microscopios ópticos que permiten ver pequeñas imperfecciones hasta cámaras climáticas que simulan un ambiente agresivo para el material durante largos tiempos de exposición. En el departamento hay aproximadamente doscientos equipos para la realización de mediciones, ensayos y preparación de muestras. En este documento se ha realizado una estimación de la potencia que consumen éstos equipos para

poder dimensionar así un sistema de almacenamiento de energía que se adecúe a las necesidades del departamento.

Para la estimación de la potencia se han listado los equipos junto con su potencia nominal. Posteriormente se ha añadido al listado las horas de utilización de cada uno durante un periodo de tiempo, para obtener así una frecuencia de utilización (expresada en tanto por ciento) que permite estimar la energía consumida. Estos datos se han contrastado con facturas de consumo eléctrico del departamento para corroborarlos.

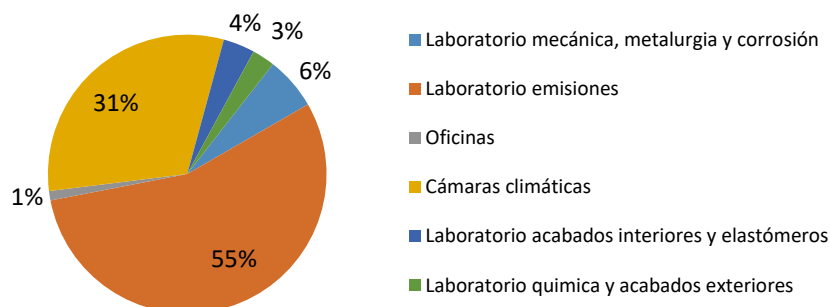


Figura 36: Reparto estimado del consumo de energía eléctrica entre los sub-departamentos de gestión de calidad.
Fuente: datos de consumo SEAT.

El consumo anual promedio del departamento de gestión de calidad es de 600 MWh, que equivale a un consumo diario de 1.650 kWh. El consumo anual máximo es de 700 MWh. Para dimensionar el SAE destinado a funcionar en este departamento se seguirá la misma metodología que en el caso del laboratorio de emisiones, asumiendo que el SAE debe ser capaz funcionar con una demanda energética máxima correspondiente al valor de consumo máximo presentado. La potencia máxima del departamento se ha estimado de 100 kW siguiendo la misma metodología para su cálculo que en el caso del laboratorio de emisiones.

3.2. Aspectos técnicos del diseño

En primer lugar se presentan los aspectos técnicos de las propuestas. En ellos se engloba todo aquellos parámetros que han de definirse para el correcto funcionamiento del sistema propuesto: el dimensionado del sistema de generación, el del sistema acumulativo (SAE), de los elementos de seguridad, las dimensiones y el emplazamiento. El diseño de los períodos de carga y descarga también se engloban en este capítulo.

Todas las instalaciones diseñadas han de cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Etapas diaria de carga y descarga

El diseño de las etapas de carga y descarga del SAE permite predecir la evolución del estado de salud de las BIL y si éstas serán capaces de dar la energía necesaria. Las etapas de carga y descarga se diseñan independientemente de la capacidad de cada batería individual, considerando sólo la capacidad del sistema de almacenamiento en conjunto. Así, una vez se ha definido el ciclo de carga y descarga, puede establecerse la cantidad de baterías necesarias, la esperanza de vida de las mismas, y la potencia eléctrica necesaria para que se cargue el sistema.

Para la variación horaria de consumos eléctricos en el departamento de calidad se han calculado dos consumos medios, uno para la noche y uno para el día (entre las 7:00 y las 18:00). Se ha considerado un reparto del 60% en las horas de mayor consumo (entre las 07:00 y las 18:00) y un 40% en las horas de menor consumo (entre las 18:00 y las 07:00), dado que una parte de los equipos están activos durante todas las horas del día. Las etapas de carga y descarga se dimensionan de tal forma que las PFV produzcan suficiente energía como para satisfacer la demanda diaria (incluyendo las horas en que no se produce energía eléctrica), y las BIL se encargan de almacenar la energía que va a necesitarse en las horas sin irradiación solar. Así, se obtienen dos niveles de consumo, pero que en conjunto consumen la energía eléctrica diaria promedio calculada a partir de las potencias de los equipos y las frecuencias de utilización. Con estos datos del consumo y la variación de irradiación solar durante el día se pueden diseñar las etapas de carga y descarga del sistema de almacenamiento de energía que garantice un estado de carga mínimo (permitiendo así un mayor tiempo de vida) y una alimentación ininterrumpida de electricidad para todo el departamento (**Figura 37**).

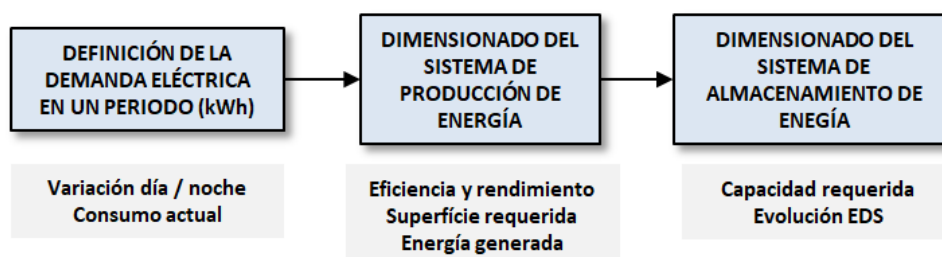


Figura 37: Metodología para el dimensionado del SAE. Fuente: elaboración propia.

Esta metodología permite diseñar la superficie de placas fotovoltaicas destinadas a alimentar el sistema de almacenamiento de energía, así como la capacidad que han de garantizar las BIL para poder suministrar energía de forma continua.

Por otro lado, los ciclos de carga y descarga han de dimensionarse teniendo en consideración que la capacidad de las baterías se reducirá con el tiempo, por lo que la variación entre la carga máxima y mínima se irá haciendo mayor a medida que la batería pierda capacidad y por lo tanto el sistema esté más ajustado (llegando también a valores de carga más críticos, que son aquellos que están más cerca del 0% y del 100%). En este sentido, la capacidad del SAE debe diseñarse de tal forma que en el estado de salud correspondiente al final del segundo ciclo de vida se pueda ofrecer la capacidad suficiente como para que no se superen los estados de carga máximo y mínimo admisibles, que se tomaran como 90% y 10% respectivamente (**Figura 38**). El hecho que se tomen como admisibles valores de carga tan extremos en el final del segundo ciclo de vida está justificado por el hecho de que no se prevén más aplicaciones para las BIL.

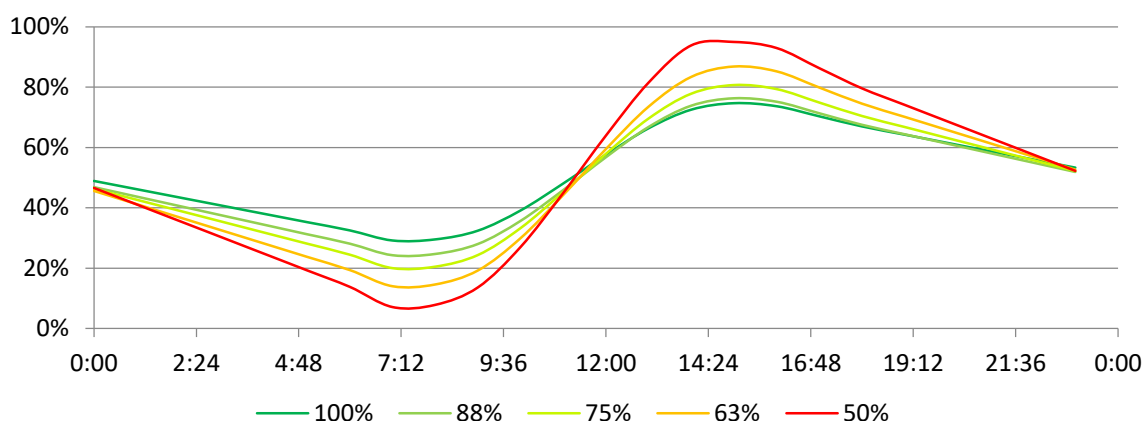


Figura 38: Variación del estado de carga en etapa diaria de carga y descarga debida a la pérdida de capacidad relativa. (Fuente: elaboración propia).

Para validar los valores de carga máximo y mínimo admisibles se ha consultado el pliego de condiciones técnicas aisladas de red (PCT-A-REV-febrero 2019), en que se especifica que la profundidad de descarga no excederá el 80% en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes.

Elección del panel fotovoltaico

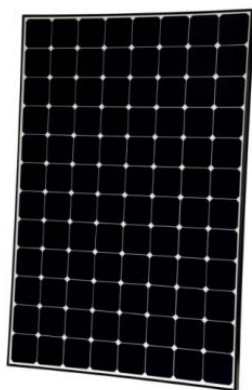
Para la elección del panel fotovoltaico se han comparado algunos de los modelos más populares en la actualidad, cuyos parámetros principales se muestran en la **Tabla 5** . Se han elegido las PFV

del fabricante Sunpower, puesto que son las que mayor potencia por metro cuadrado suministran. Esto permite que la superficie requerida sea menor y más eficiente que empleando otros modelos de PFV.

Fabricante	Sunpower	Panasonic	Aleo	Qcells	REC
Modelo	SPR-X21-345	VBHN325SJ47	X59	Q.Peak-G4.1	280TP
Precio	422 €	275 €	350€	260 €	380 €
Eficiencia	21,2 %	19,4 %	18,9 %	18,3 %	17 %
Capacidad*	87 %	80 %	80,5 %	83,6 %	82,5 %
Potencia máxima	345 W	325 W	310 W	305 W	280 W
Potencia pico	214 Wp/m ²	194 Wp/m ²	184 Wp/m ²	176 Wp/m ²	171 Wp/m ²

Tabla 5: Modelos de PFV valorados. Fuente: datos del fabricante.

(*)La capacidad se refiere a la capacidad productiva garantizada por el fabricante tras 25 años, en relación a la capacidad productiva inicial.



Sunpower SPR-X21-345

Son placas monocristalinas de alta calidad compuestas por 96 células y una potencia pico de 214 Wp por metro cuadrado. Cada panel tiene un precio de aproximadamente 422 euros y una superficie de 1,63 m², que resulta en un coste por superficie de 258 €/m² considerando sólo las placas. No obstante al precio calculado ha de añadirse el coste de los elementos adicionales de la instalación, como son por ejemplo el cableado o los soportes (**Tabla 7**). En la **Tabla 6** se muestran los parámetros principales del panel seleccionado.

Dimensiones	Peso	Tensión máxima	Corriente máxima
1650x992x35 mm	19 kg	59,1 V	6,09 A

Tabla 6: Características del PFV seleccionado (Sunpower SPR-X21-345).

Componente	Descripción
Paneles fotovoltaicos	Elemento generador de energía eléctrica.
Estructura soporte	Elemento estructural que sujeta los paneles fotovoltaicos.
Inversor solar	Empleado para adaptar la energía para la red
Elementos de distribución	Conjunto de elementos empleados para transportar energía.

Tabla 7: Elementos de la instalación. Fuente: elaboración propia.

Todos los equipos expuestos a la intemperie, ya sean las PFV, estructura de soporte u otros equipos de soporte deberán estar protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20. Además la estructura de soporte de

los módulos ha re resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas que pudieran imponerse por el viento y la nieve, de acuerdo con lo indicado en el código técnico de la edificación (CTE). Por otro lado, los módulos deberán llevar diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales.

Orientación e inclinación óptimas

Para el cálculo de la orientación e inclinación óptimas se han seguido las especificaciones del pliego de condiciones técnicas aisladas de red (PCT-A-REV-febrero 2019) sobre instalaciones de energía solar fotovoltaica. En él se especifica una inclinación óptima para el periodo de diseño elegido (que en este caso es anual) y para una ubicación concreta, con un $\alpha = 0$. Dado que se dispone de una superficie con condiciones óptimas en lo que refiere a disposición de las PFV, y que la latitud del emplazamiento previsto es de $N 41^{\circ}28'$, la inclinación optima calculada resulta en $\beta_{opt} = 31^{\circ}$ y el ángulo de azimut $\alpha = 0^{\circ}$ (**Figura 39**). Los módulos deben separarse entre sí una distancia suficiente como para que no se arrojen sombra entre ellos, con lo que las hileras de PFV se separarán entre sí a una distancia de 5 metros.

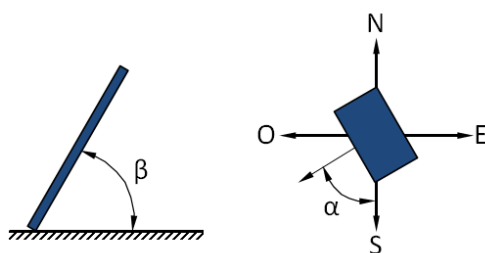


Figura 39: Ángulo de inclinación (β) y azimut (α) de las PFV. (Fuente: elaboración propia).

Las estructuras de soporte se eligen en basé a los valores presentados y las características de la cubierta donde deban ser instalados los módulos fotovoltaicos.

Elección del inversor

Se emplea un inversor para transformar la tensión de entrada en corriente continua a una tensión sinusoidal de salida de corriente alterna, a una tensión y frecuencia deseadas. A la hora de elegir el inversor se imponen las siguientes especificaciones:

- Inversor de onda sinusoidal pura.
- Debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

- La tensión y frecuencia de salida han de mantenerse en los siguientes márgenes en cualquier condición de operación:
 - Tensión: $V_{NOM} \pm 5\%$, siendo $V_{NOM} = 220 V_{RMS}$
 - Frecuencia: $50 \text{ Hz} \pm 5\%$
- El inversor está protegido frente a las siguientes situaciones:
 - Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión de uno o diversos módulos de BIL.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que exceden la duración y límites permitidos.
- El autoconsumo del inversor sin carga conectada es menor o igual al 2% de la potencia nominal de salida.
- Las pérdidas de energía diaria del inversor serán menores del 5% del consumo diario de energía.
- Debe tener un contador de energía

Se han comparado inversores de distintas potencias del fabricante SolarMax para escoger el que mejor se adapte a cada una de las aplicaciones propuestas. Todos los modelos presentados cumplen con las especificaciones previamente descritas (**Tabla 8**).

Fabricante	SolarMax	SolarMax	SolarMax
Modelo	80C	100C	300C
Precio aproximado	57 k€	60 k€	110 k€
Potencia máxima entrada	105 kW	130 kW	400 kW
Tensión máxima entrada	900 Vcc	900 Vcc	900 Vcc
Potencia máxima salida	80 kW	100 kW	300 kW
Departamento GC	✓		
Laboratorio de emisiones	✓		
Dep. GC + Lab. emisiones	✓		

Tabla 8: Modelos de inversor valorados. (Fuente: datos del fabricante).



De los modelos valorados, se ha elegido para cada aplicación el que más ajustado esté a la potencia máxima requerida con el objetivo de reducir el coste. Para el departamento de calidad se puede emplear el inversor SolarMax 100C, que tiene una potencia de salida de 100 kW suficiente para satisfacer la demanda, y el precio es menor. No obstante, en el caso del laboratorio de emisiones este inversor no tiene una potencia máxima de salida suficiente y debe emplearse el inversor SolarMax 300C. El inversor SolarMax 300C es válido también para suministrar energía a ambos consumos (departamento de calidad y laboratorio de emisiones).

Elección regulador de carga

El regulador de carga es un equipo indispensable en una instalación de acumulación de energía. Su función principal es la de garantizar el menor desgaste de la baterías por medio de una carga balanceada de todas sus celdas.

Se han comparado diversos modelos de los fabricantes Energic Plus y Aunilec para escoger el que mejor se adapte a cada una de las aplicaciones propuestas.

Fabricante	Energic Plus	Energic Plus	Energic Plus	Aunilec	Aunilec
Modelo	REF 140TA7516	REF 140TA7517	REF 140TA7518	RCRF 110	RCRF 220
Precio aproximado	5.000 €	6.000 €	7.000€	10.000 €	12.000 €
Corriente máx. entrada	60 A	80 A	80 A	100 A	120 A
Tensión máxima entrada	80 Vcc	80 Vcc	80 Vcc	110 Vcc	220 Vcc
Departamento GC	✓				
Laboratorio de emisiones			✓		
Dep. GC + Lab. emisiones				✓	

Tabla 9: Modelos de cargadores valorados. (Fuente: datos del fabricante).



Los reguladores de carga elegidos son los que se indican en la **Tabla 9**, dependiendo de la propuesta planeada. Todos los modelos seleccionados cumplen con los requisitos de seguridad y durabilidad especificados en el PCT-A-REV (febrero 2019). Deben estar situados a una distancia de 1,8 metros de otros equipos, para permitir el paso del aire climatizado y facilitar el acceso en caso de avería o mantenimiento.

Vida útil y mantenimiento

Finalmente, a partir de la información recopilada en los capítulos previos, se muestra la vida útil que se espera del sistema. Como se ha mostrado en el apartado de la capacidad energética del SAE, se sobredimensiona la capacidad de los módulos de BIL para que se garantice, pese a la pérdida de carga, un tiempo de vida de 6 años. Por otro lado, las PFV ofrecen un tiempo de vida significativamente mayor, que se ha considerado de 30 años dado que es el tiempo de garantía que ofrece el fabricante. Este tiempo de vida también coincide con el esperado de los otros elementos de soporte del SAE. En la **Tabla 10** se muestran los tiempos de vida esperados de los distintos elementos, así como la periodicidad en que debe realizárseles mantenimiento.

Elemento	Tiempo de vida	Mantenimiento
Módulos de batería	6	2
Instalación fotovoltaica	30	10
Inversor DC/AC	20	5
Regulador de carga	30	4
Equipo climatización	30	6
Equipo protección CIRE	10	3
Equipo protección eléctrica	30	3

Tabla 10: Tiempos de vida y frecuencia de mantenimiento correspondiente a los distintos elementos (años). (Fuente: datos del fabricante).

Ubicación

La ubicación del sistema ha de cumplir unos requisitos de espacio, accesibilidad y seguridad. La instalación interior puede ubicarse en la nave del taller 3 dado que es donde se ubican el departamento de gestión de calidad y el laboratorio de emisiones. A continuación se muestra una propuesta de emplazamiento para el sistema diseñado. Esta ubicación dispone de un sistema de ventilación adecuado y se encuentra cerca de los equipos a los que hay que proporcionar energía eléctrica (**Figura 40**). Además, se encuentra situada en la planta baja, por lo que el peso del SAE no supone un problema para la estabilidad estructural del edificio.



Figura 40: Propuesta de emplazamiento para el SAE dentro del departamento de gestión de calidad. (Fuente: SEAT).

El emplazamiento propuesto es accesible para el montaje y mantenimiento de la instalación, con una superficie disponible superior a 30 m², suficiente para albergar el conjunto de elementos que componen el SAE. A parte de las baterías, en el emplazamiento se ubican también los siguientes equipos adicionales, que garantizan la seguridad y el correcto funcionamiento del sistema:

- **Equipo de detección y extinción de incendios.**

El emplazamiento debe tener los elementos de detección y protección contra incendios en ambientes de peligro eléctrico: extintores de CO₂, detectores de humo y señalización apropiada. El criterio para diseñar los elementos de seguridad se ha basado en el Real Decreto 614/2001 sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.

- **Equipo de climatización para garantizar condiciones de temperatura y humedad adecuadas.**

El emplazamiento debe permanecer entre unos valores apropiados de temperatura y humedad. Para ello es necesario disponer de un equipo de climatización adecuado.

- **Equipo de protección eléctrica ante sobrecarga o sobretensión.**

El equipo de protección eléctrica ante sobrecarga asegura la integridad de toda la instalación eléctrica.

- Interruptor magneto-térmico
- Protector diferencial
- Toma de tierra

Condiciones de funcionamiento y seguridad de la instalación

El dimensionado de las condiciones de funcionamiento incluye todos esos factores que influyen en el correcto funcionamiento del sistema, así como la forma en que han de ser medidos y cómo hay que reaccionar en caso de que alguno de ellos no sea adecuado.

Los posibles incidentes previstos durante el funcionamiento normal del SAE se presentan en la **Tabla 11**. En ella, se propone una reacción que puede servir como directriz para resolver el incidente, pero evidentemente cada caso debe estar sujeto a una valoración individual del problema y las soluciones han de ajustarse al caso real. En la segunda columna se indica la gravedad del incidente según la medida en que comprometan la seguridad y correcto funcionamiento del propio SAE.

Incidente	Gravedad	Reacción
Estado de carga por debajo del valor admisible	Baja	Carga de las baterías mediante electricidad procedente de la red interna SEAT, para evitar el deterioro permanente de las celdas.
Tensión ligeramente insuficiente	Baja	Reestructuración de módulos. Añadir los módulos que sean necesarias en serie.
Temperatura fuera del rango admisible	Alta	Activar climatización forzada. Si el problema persiste, desconectar el SAE de la red eléctrica y realizar revisión.
Tensión de celda inferior al valor mínimo		Celda dañada. Sustituir celda, puede afectar al rendimiento del SAE y repercute en el deterioro de las celdas no dañadas.
Capacidad insuficiente	Alta	Posibles módulos dañados, en ese caso reemplazar módulo. Añadir más módulos hasta obtener la capacidad requerida.
Aparición de humo	Alta	Desactivar SAE. Buscar y retirar celda/s dañada/s y reemplazarlas.

Tabla 11: Incidentes previsibles y reacción correspondiente.

Compra de la electricidad

En lo que respecta a la compra de energía eléctrica hay dos opciones: obtenerla de la red eléctrica o de la red interna de SEAT. El primer caso consiste en comprar la energía eléctrica directamente de la red para satisfacer las necesidades energéticas del caso que corresponda. Ésta opción no es la más viable económicamente, dado que la fábrica dispone de un sistema de cogeneración cuyo coste unitario del kWh es inferior. No obstante es interesante plantear el caso de suministro eléctrico directo de la red para poder realizar así una comparativa de precios y una valoración de las alternativas.

El precio de la energía eléctrica procedente de la red se compone de dos cuotas, que son la de la potencia contratada y la energía consumida. La primera es fija y depende de la potencia máxima que se requiere, independientemente del consumo energético, y la segunda es variable y su precio se expresa en función de la energía consumida. Para el precio promedio se ha recuperado los datos publicados por el ministerio de industria, comercio y turismo sobre el precio neto de la electricidad para uso industrial (**Figura 41**). Como se puede observar, el precio promedio anual del kWh oscila entre los 8 y los 10 c€. Se puede apreciar cómo pese a que también varía de un año a otro, el precio del kWh producido mediante el sistema de cogeneración es, por lo general, menor.

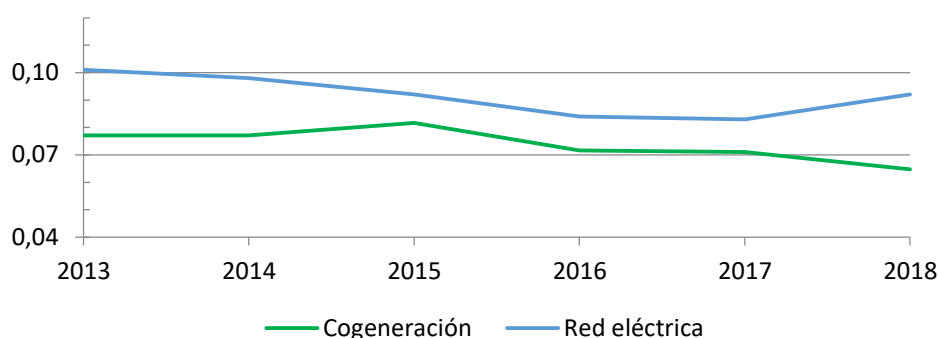


Figura 41: Comparativa del precio neto de la electricidad para uso industrial. (Fuente: elaboración propia).

3.3. Propuestas

Una vez conocidos los consumos (**Tabla 12**) y las características de las baterías y placas fotovoltaicas que van a emplearse, se puede proceder a presentar el diseño del sistema de almacenamiento de energía adaptado a cada caso. Para cada uno de los consumos presentados se define una superficie necesaria para instalar PFV de modo que se genere una capacidad requerida del SAE, asumiendo que esta capacidad requerida corresponde con la que en la situación más desfavorable de irradiación solar se garantice una producción diaria suficiente. Por otro lado, el sistema de baterías debe ser capaz de almacenar suficiente energía como para garantizar el normal funcionamiento del laboratorio durante las horas en que no hay producción de energía, definiendo así la capacidad requerida. Para optimizar el número de ciclos de las baterías se aumenta esta capacidad de tal forma que en el final del segundo ciclo de vida sea suficiente para satisfacer la demanda pese a la pérdida de capacidad.

	Consumo mensual		Consumo diario		PFV		Baterías	
	Consumo medio	Consumo máximo	Consumo medio	Consumo máximo	Potencia máxima	Superficie Placas	Capacidad inicial	Capacidad Requerida
	(MWh)	(MWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(m ²)	(kWh)	(kWh)
Lab. Emisiones	63	70	2.100	2.500	125	950	2.200	1.450
Dep. Calidad	50	58	1.670	1.930	100	720	1.900	1.100
GQ+Lab.E	113	133	3.770	4.430	225	1.670	4.150	2.550

Tabla 12: Resumen de consumos de las aplicaciones estudiadas. (Fuente: elaboración propia).

Departamento de gestión de calidad

Para el dimensionado de la primera propuesta de aplicación de éste TFE (departamento de GC) se empieza por mostrar una posible ubicación en el propio departamento donde va a colocarse el

sistema de baterías. A continuación se define el esquema de montaje del sistema, y se establecen las condiciones de funcionamiento. Finalmente, se ha estimado la vida útil del sistema para completar la información referente a la implementación del sistema de acumulación de energía desde un punto de vista técnico.

El consumo promedio mensual del departamento de gestión de calidad es de aproximadamente 50.000 kWh, y el consumo máximo considerado es de 58.000 kWh. Esto supone un consumo diario máximo estimado de aproximadamente 1.930 kWh. En caso de obtenerse la energía con placas fotovoltaicas, para satisfacer la demanda es necesaria una superficie de 720 m². El sistema de baterías debe ser capaz de almacenar suficiente energía como para garantizar el normal funcionamiento del laboratorio durante las horas en que no hay producción de energía, que se van a consumir 1.100 kWh (considerando una repartición del consumo energético del 60% durante el día y un 40% durante la noche) (**Figura 42**).

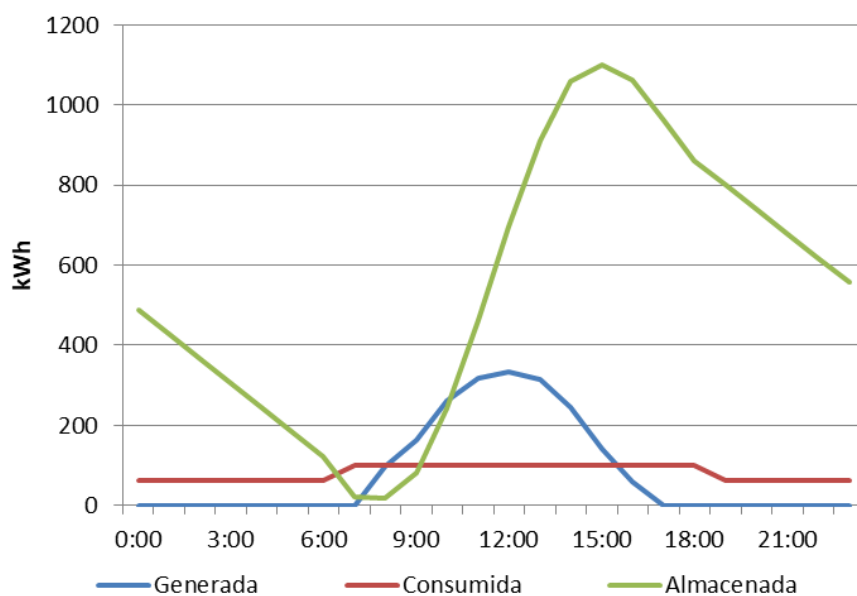


Figura 42: Etapa diaria de carga y descarga del SAE correspondiente al departamento de gestión de calidad. (Fuente: elaboración propia).

En este caso es necesaria una capacidad inicial de 1.900 kWh para garantizar un tiempo de vida del SAE de 6 años. Para ofrecer esta capacidad son necesarias 65 BIL en segundo ciclo de vida procedentes de un SEAT Mii (de 30 kWh con EDS del 80%) o 40 BIL procedentes de un SEAT el born (49 kWh con EDS del 80%).

Las dimensiones y peso del conjunto de baterías se muestran en la **Tabla 14**. Igual que en el caso del laboratorio de emisiones, el volumen de las BIL se ha calculado a partir del valor esperado de densidad energética, de aproximadamente 200 Wh/L, y el peso se ha calculado para una energía específica de 270 Wh/kg.

	Capacidad EDS 80%	Capacidad requerida	Numero de baterías	Peso aproximado	Volumen aproximado
SEAT Mii	30 kWh	1.900 kWh/día	65	8.800 kg	12,0 m ³
SEAT el born	49 kWh	1.900 kWh/día	40	9.000 kg	12,2 m ³

Tabla 13: Dimensiones y peso del conjunto de baterías. (Fuente: elaboración propia).

Laboratorio de emisiones

Como se ha visto, el consumo promedio mensual del laboratorio de emisiones es de aproximadamente 63.000 kWh, y el consumo máximo histórico es de 70.000 kWh. En caso de obtenerse la energía con placas fotovoltaicas, para satisfacer la demanda promedio en las condiciones más desfavorables de irradiación solar es necesaria una superficie de 950 m². El sistema de baterías debe ser capaz de almacenar suficiente energía como para garantizar el normal funcionamiento del departamento durante las horas en que no hay producción de energía, que se van a consumir 1.450 kWh (se ha considerado una repartición del 60% durante el día y un 40% durante la noche) (**Figura 43**).

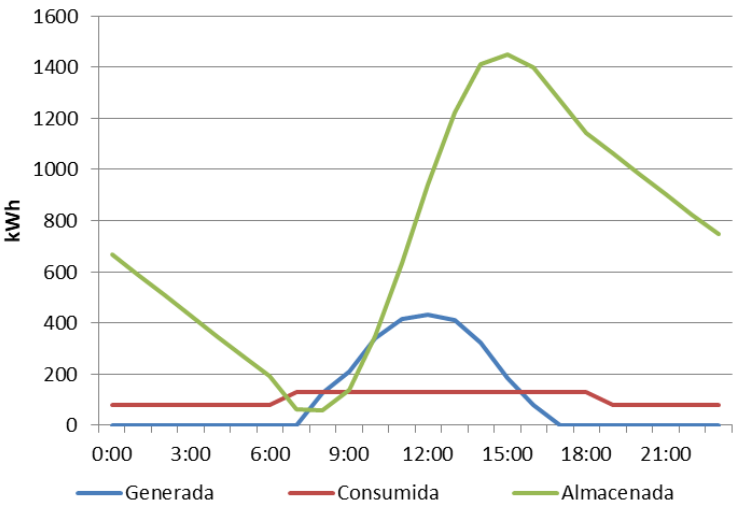


Figura 43: Etapa diaria de carga y descarga del SAE correspondiente al laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).

Para garantizar que los módulos procedentes de BIL en segundo ciclo de vida funcionen adecuadamente durante un periodo de 6 años, la capacidad inicial del SAE diseñado se ha aumentado hasta 2.200 kWh. Para ofrecer esta capacidad son necesarias 74 BIL en segundo ciclo de vida procedentes de un SEAT Mii (de 30 kWh con EDS del 80%) o 46 BIL procedentes de un SEAT el born (49 kWh con EDS del 80%).

Las dimensiones y peso del conjunto de baterías se muestran en la **Tabla 14**. El volumen de las BIL se ha calculado a partir del valor esperado de densidad energética, que para el caso de las baterías propuestas en este TFE, (procedentes del SEAT Mii eléctrico y del SEAT el born) se considera aproximadamente 200 Wh/L. El peso se ha calculado para una energía específica de 270 Wh/kg.

	Capacidad EDS 80%	Capacidad requerida	Numero de baterías	Peso aproximado	Volumen aproximado
SEAT Mii	30 kWh	2.200 kWh/día	74	10.000 kg	12,9 m ³
SEAT el born	49 kWh	2.200 kWh/día	46	10.300 kg	13,7 m ³

Tabla 14: Dimensiones y peso del conjunto de baterías. (Fuente: elaboración propia).

Departamento de calidad + laboratorio de emisiones

Finalmente se valora el consumo de los dos departamentos conjuntamente. En conjunto, el consumo promedio mensual es de aproximadamente 113.000 kWh, y el consumo máximo histórico es de 133.000 kWh. En caso de obtenerse la energía con placas fotovoltaicas, considerando una eficiencia del 21%, para satisfacer la demanda promedio en las condiciones más desfavorables de irradiación solar es necesaria una superficie de 1.670 m². El sistema de baterías debe ser capaz de almacenar suficiente energía como para garantizar el normal funcionamiento del departamento durante las horas en que no hay producción de energía, que se van a consumir 2.550 kWh (se ha considerado una repartición del 60% durante el día y un 40% durante la noche) (**Figura 44**).

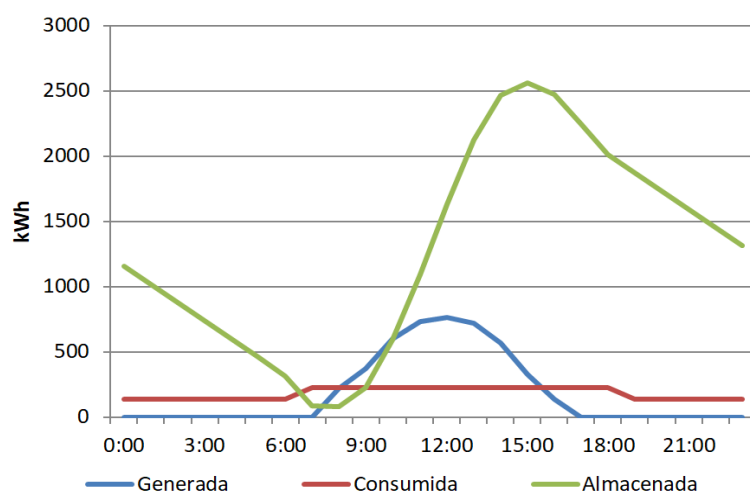


Figura 44: Etapa diaria de carga y descarga del SAE correspondiente al laboratorio de emisiones y departamento de calidad. (Fuente: elaboración propia).

Para garantizar que los módulos procedentes de BIL en segundo ciclo de vida funcionen adecuadamente durante un periodo de 6 años, la capacidad inicial del SAE diseñado se ha aumentado hasta 4.150 kWh. Para ofrecer esta capacidad son necesarias 140 BIL en segundo ciclo de vida procedentes de un SEAT Mii (de 30 kWh con EDS del 80%) o 84 BIL procedentes de un SEAT el born (49 kWh con EDS del 80%).

Las dimensiones y peso del conjunto de baterías se muestran en la **Tabla 15**. El volumen de las BIL se ha calculado a partir del valor esperado de densidad energética, que para el caso de las baterías propuestas en este TFE, (procedentes del SEAT Mii eléctrico y del SEAT el born) se considera aproximadamente 200 Wh/L. El peso se ha calculado para una energía específica de 270 Wh/kg.

	Capacidad EDS 80%	Capacidad requerida	Numero de baterías	Peso aproximado	Volumen aproximado
SEAT Mii	30 kWh	4.150 kWh	140	18.800 kg	24,9 m ³
SEAT el born	49 kWh	4.150 kWh	84	19.300 kg	25,9 m ³

Tabla 15: Dimensiones y peso del conjunto de baterías. (Fuente: elaboración propia).

4. Análisis económico

Este capítulo se centra en un enfoque económico de las propuestas presentadas en el TFE, valorando la viabilidad de cada una de las propuestas. Para ello se toman los valores de precios que hay en la actualidad, sin asumir como totalmente infalibles las previsiones en el medio y largo plazo, que en general prevén una mejora en precios y prestaciones de las BIL.

4.1. Valoración de costes

Para la realización del análisis económico se presentan los casos de estudio y se comparan los costes de producción y consumo eléctrico. En la **Tabla 17** se presentan las variables económicas principales correspondientes con el consumo del departamento de gestión de calidad, y en la **Tabla 18** las del laboratorio de emisiones. En la **Tabla 16** se resumen el coste del kWh calculado.

Aplicación	Cogeneración	Red eléctrica	Propuesta
Laboratorio de emisiones	0,079 €/kWh	0,092 €/kWh	0,025 €/kWh
Departamento de gestión de calidad	0,079 €/kWh	0,092 €/kWh	0,019 €/kWh

Tabla 16: Resumen del coste de la electricidad en el año 2019 de los casos comparados. (Fuente: elaboración propia).

Elemento	Cantidad	Coste unitario	Coste	Tiempo de vida
Sistema de generación de energía fotovoltaica				
Módulos PFV	440 ud.	430 €/ud.	190 k€	30 años
Estructuras de soporte	-	-	18 k€	30 años
Inversor (100 kWh)	-	-	60 k€	20 años
Interruptores y elementos de seguridad eléctrica	-	-	8 k€	30 años
Cuadros de conexiones, cableados y bandejas	-	-	14 k€	30 años
Total			290 k€	
Sistema de acumulación de energía				
Módulos de baterías año 0	65 ud. (*)	655 €/ud.	42,6 k€	6 años
Módulos de baterías año 6		456 €/ud.	29,6 k€	6 años
Módulos de baterías año 12		346 €/ud.	22,5 k€	6 años
Módulos de baterías año 18		291 €/ud.	18,9 k€	6 años
Módulos de baterías año 24		274 €/ud.	17,8 k€	6 años
Total módulos de baterías	-	-	131 k€	30 años
Regulador de carga	-	-	5 k€	20 años
Equipo climatización	-	-	4 k€	20 años
Elementos de protección	-	-	2 k€	30 años
Costes de instalación			7 k€	-
Mantenimiento			4 k€	30 años
Total			151 k€	

Tabla 17: Resumen de costes del diseño del SAE correspondiente con el departamento de calidad. (Fuente: elaboración propia).

	Cantidad	Coste unitario	Coste	Tiempo de vida
Sistema de generación de energía fotovoltaica				
Módulos PFV	580 ud.	430 €/ud.	249 k€	30 años
Estructuras de soporte	-	-	23 k€	30 años
Inversor (300 kWh)	-	-	120 k€	20 años
Interruptores y elementos de seguridad eléctrica	-	-	9 k€	30 años
Cuadros de conexiones, cableados y bandejas	-	-	16 k€	30 años
Total			407 k€	
Sistema de acumulación de energía				
Módulos de baterías año 0	74 ud. (*)	655 €/ud.	48,5 k€	6 años
Módulos de baterías año 6		456 €/ud.	33,7 k€	6 años
Módulos de baterías año 12		346 €/ud.	25,6 k€	6 años
Módulos de baterías año 18		291 €/ud.	21,5 k€	6 años
Módulos de baterías año 24		274 €/ud.	20,3 k€	6 años
Total módulos de baterías	-	-	150 k€	30 años
Regulador de carga	-	-	7 k€	20 años
Equipo climatización	-	-	5 k€	20 años
Elementos de protección	-	-	2 k€	30 años
Costes de instalación			8 k€	
Mantenimiento			4 k€	
Total			176 k€	

Tabla 18: Resumen de costes del diseño del SAE correspondiente con el laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).

Elemento	Cantidad	Coste unitario	Coste	Tiempo de vida
Sistema de generación de energía fotovoltaica				
Módulos PFV	1.020 ud.	430 €/ud.	439 k€	30 años
Estructuras de soporte			36 k€	30 años
Inversor (300 kWh)	-	-	120 k€	20 años
Interruptores y elementos de seguridad eléctrica	-	-	12 k€	30 años
Cuadros de conexiones, cableados y bandejas	-	-	18 k€	30 años
Total			625 k€	
Sistema de acumulación de energía				
Módulos de baterías año 0	140 ud. (*)	655 €/ud.	91,8 k€	6 años
Módulos de baterías año 6		456 €/ud.	63,8 k€	6 años
Módulos de baterías año 12		346 €/ud.	48,5 k€	6 años
Módulos de baterías año 18		291 €/ud.	40,8 k€	6 años
Módulos de baterías año 24		274 €/ud.	38,3 k€	6 años
Total módulos de baterías	-	-	283 k€	30 años
Regulador de carga	-	-	12 k€	20 años
Equipo climatización	-	-	8 k€	20 años
Elementos de protección	-	-	3 k€	30 años
Costes de instalación			10 k€	
Mantenimiento			6 k€	
Total			322 k€	

Tabla 19: Resumen de costes del diseño del SAE correspondiente con el laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).

(*) Baterías de SEAT Mii eléctrico en segunda vida (EDS 80%). El coste total de los módulos es equivalente en caso de usar baterías de SEAT el born, dado que se compensa el mayor coste unitario con una cantidad menor de baterías requeridas.

No se estudiará el caso de compra de energía de la red puesto que es mucho menos rentable que el sistema de cogeneración actual, por lo que un proyecto que consiga reducir el coste de la energía por debajo del precio actual (con cogeneración) será también mucho más económico que comprando dicha energía de la red eléctrica. En la **Figura 45** se muestra el ahorro anual en euros que supone la utilización del sistema de cogeneración versus el subministro directo de la red entre los años 2013 y 2018 (para el caso del laboratorio de emisiones), considerando el precio promedio anual del kWh para grandes industrias y el precio del kWh establecido por la central de cogeneración.

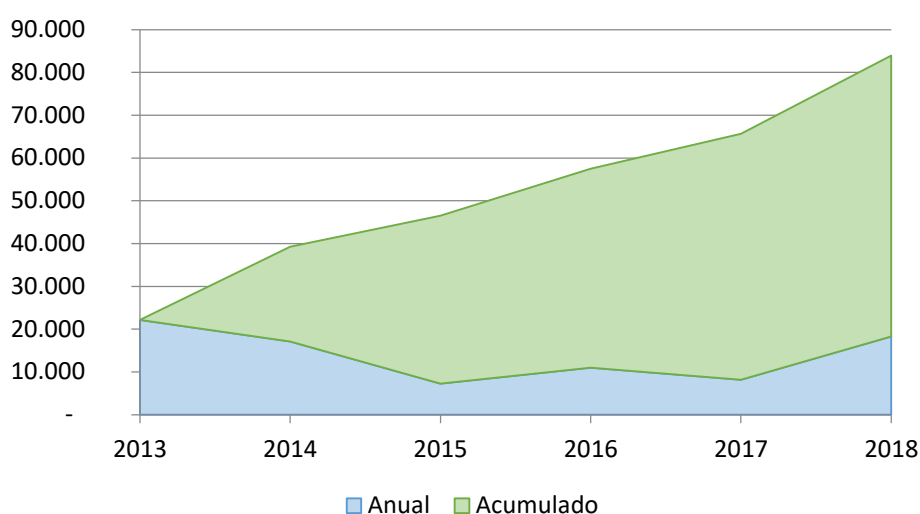


Figura 45: Euros ahorrados mediante el uso de la red interna de SEAT para el caso del laboratorio de emisiones. (Fuente: elaboración propia).

Impacto en el precio de VE

Es importante destacar que las BIL en segundo ciclo de vida han sido ya pagadas por el usuario de la misma durante su primer ciclo de vida, por lo que en realidad el fabricante no va a pagar por su valor residual. En ese sentido, este valor residual de las BIL recuperadas repercute en el VE aumentando el margen de contribución o permitiendo reducir su precio de venta, ya sea por la venta directa de la BIL en segundo ciclo de vida o por la reutilización de las mismas. Por este motivo en el presente TFE se ha considerado el coste de inversión asociado a las baterías, ya que su pese a que su obtención no implica un gasto monetario, debe considerarse el coste de oportunidad de vender las BIL en segunda vida en lugar de reutilizarlas. Esto permite que este valor residual pueda ser descontado del precio inicial de las BIL, lo que supone una ventaja

corporativa para la empresa en la situación actual, en que la demanda y la oferta de VE están creciendo, y en consecuencia el mercado de la movilidad eléctrica se está volviendo más competitivo.

Instalación fotovoltaica

Partiendo de la radiación solar en la zona industrial de Martorell, que es el emplazamiento de la fábrica, se obtiene un valor promedio de la energía eléctrica generada por metro cuadrado de placas fotovoltaicas. Considerando éste valor promedio y las demandas energéticas de cada caso, se calculan los ciclos de carga y descarga para unas baterías determinadas. Teniendo en cuenta el coste de la energía mediante la obtención actual (**Tabla 16**), y que la obtención mediante placas fotovoltaicas tiene como coste asociado la instalación de las placas fotovoltaicas y la del sistema de almacenamiento de energía con baterías (que se ha visto en el punto anterior), se calculará el tiempo de amortización de las mismas y el impacto medioambiental.

Instalación de cogeneración

Ésta es la situación actual de la fábrica, por lo que no es necesario realizar ninguna inversión. No obstante, se evaluarán los costes de producción de energía eléctrica con este sistema para poder comparar con la alternativa propuesta. Además se ha considerado un precio de la energía un 10% superior del valor promedio, dado que el coste de la materia prima (gas natural) se prevé que suba en el medio-largo plazo, debida a dos factores: la disponibilidad del petróleo y el cambio euro-dólar.

Red eléctrica

Para el cálculo del coste de la electricidad proveniente de la red eléctrica se han obtenido los datos de la oficina estadística de la unión europea (Eurostat), y de una empresa regulada por el Convenio Internacional de Santiago, relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica (Omie). De las bases de datos se ha obtenido la información relativa al precio de la energía eléctrica para uso industrial y sus fluctuaciones. El valor presentado se emplea para contrastar los costes de implementar un SAE vs. costes asociados a la compra de energía directamente de la red eléctrica.

4.2. Fórmulas de financiación

En lo que refiere a los métodos de financiación del proyecto existe la opción de solicitar un crédito para la inversión de dicho proyecto, en cuyo caso la entidad financiadora exige un interés del préstamo y una valoración de la viabilidad del proyecto. Esta valoración se basa en aspectos económicos como la tasa interna de retorno. No obstante, asumir el coste de este proyecto es factible para la planta industrial SEAT, por lo que la autofinanciación es más rentable económicamente. Por dicho motivo, no se incluyen en el estudio los costes de financiación.

4.3. Tasa interna de retorno

La tasa interna de retorno, o TIR, representa la medida en que una inversión da rentabilidad. Esta herramienta permite valorar la viabilidad económica de un proyecto para decidir la aceptación o rechazo del mismo. Para el cálculo del TIR, primero se introduce el concepto de valor actual neto (VAN), el cual se emplea para valorizar la inversión. Para el cálculo del VAN se emplea la **Ecuación 6**, donde I_0 representa la inversión inicial, F_i los flujos económicos en cada periodo n , y k es la tasa de descuento aplicada.

$$VAN = -I_0 + \sum_{i=0}^n \frac{F_i}{(1+k)^i}$$

Ecuación 6: Cálculo del valor actual neto de un proyecto de inversión.

Para el cálculo de la inversión se ha considerado por un lado las PFV y por el otro el SAE. El primero supondrá una única inversión inicial, mientras que el segundo representa un conjunto de inversiones periódicas hechas cada 6 años. Para el cálculo del SAE se ha considerado una disminución del precio de las BIL en segundo ciclo de vida durante los próximos años (**Figura 46**), por lo que el coste de renovar el sistema decrece en cada periodo. No obstante, para el cálculo del VAN se computa el conjunto de costes como una única inversión en el inicio del proyecto.

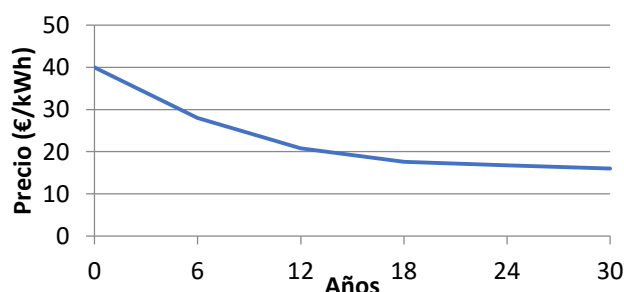


Figura 46: Estimación del valor de las BIL en segunda vida recuperadas durante los próximos años empleado para el cálculo del VAN. (Fuente: elaboración propia).

Por otro lado, para los flujos económicos en cada periodo se ha tomado el coste de la energía en la situación actual, en que se obtiene la energía del sistema de cogeneración. Para ello se ha tomado el valor medio de consumo y el coste fijo de la energía que paga el departamento. En la **Tabla 20** se muestran los valores empleados para el cálculo del VAN en cada caso.

Aplicación	Inversión PFV	Inversión SAE	Inversión total	Coste actual
Departamento GC	285 k€	143 k€	428 k€	55 k€/año
Laboratorio emisiones	345 k€	197 k€	542 k€	69 k€/año
Dep. GC + Lab. Emisiones	645 k€	322 k€	967 k€	124 k€/año

Tabla 20: Valores empleados en el cálculo del VAN. (Fuente: elaboración propia).

Para saber en qué momento se recupera la inversión, debe valorarse el año en que el TIR pasa a ser positivo. En las propuestas planteadas en este TFE esto ocurre a los 8 años. Por otro lado, el TIR permite medir la rentabilidad que nos ofrece el proyecto de inversión en su totalidad, por lo que cuanto mayor sea el TIR resultante, mayor será la rentabilidad obtenida. El TIR se calcula mediante la **Ecuación 6**, remplazando el valor de k por TIR , e igualando el VAN a 0 en la finalización del proyecto (año 25).

Se ha obtenido un TIR superior al 10% en los tres casos propuestos. Pese a que la rentabilidad del proyecto es buena, debe considerarse además que en general las instalaciones fotovoltaicas son funcionales durante 30 años, por lo que podría obtenerse una rentabilidad aún mayor de considerar un TIR a 30 años.

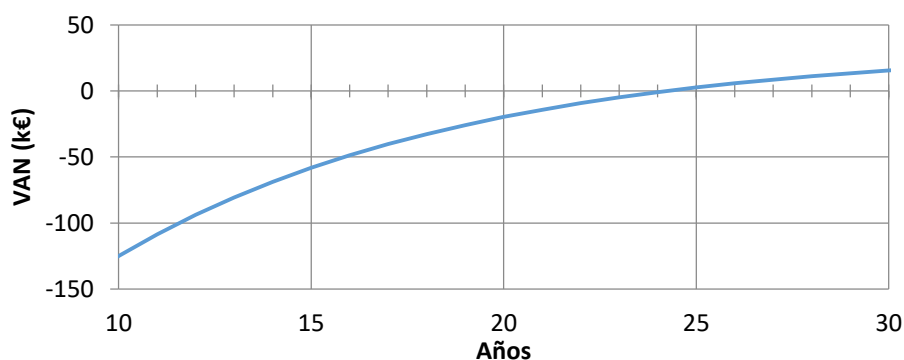


Figura 47: Valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento del 11,6 % (departamento GC). (Fuente: elaboración propia).

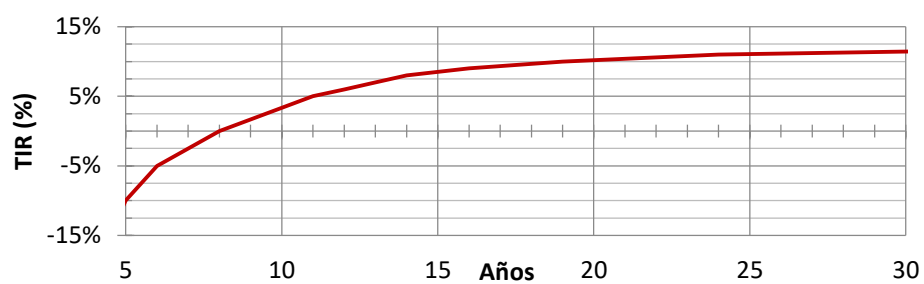


Figura 48: Evolución del TIR (departamento GC). (Fuente: elaboración propia).

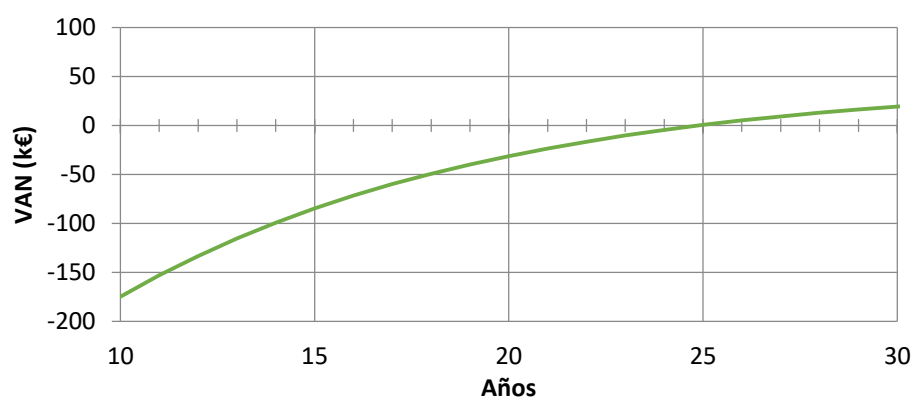


Figura 49: Valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento del 11,0 % (laboratorio de emisiones). (Fuente: elaboración propia).

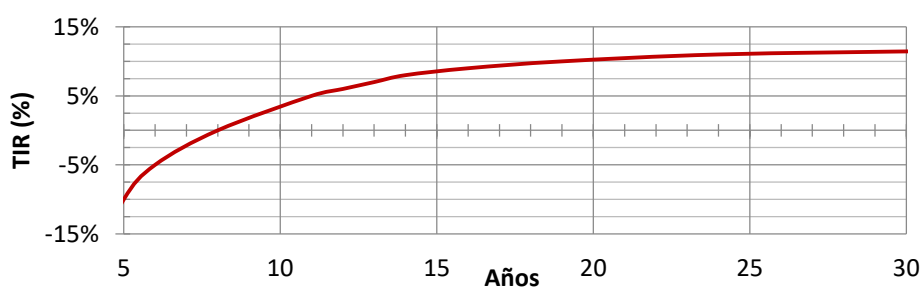


Figura 50: Evolución del TIR (laboratorio de emisiones). (Fuente: elaboración propia).

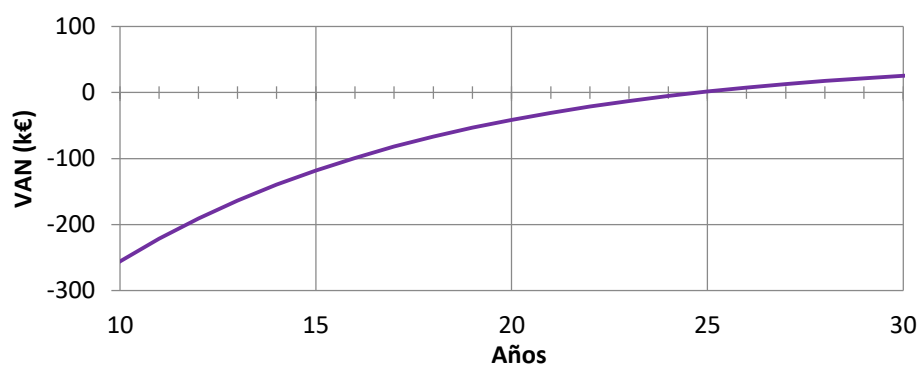


Figura 51: Valor actual neto del proyecto con una tasa de descuento del 12,4 % (departamento GC + laboratorio de emisiones). (Fuente: elaboración propia).

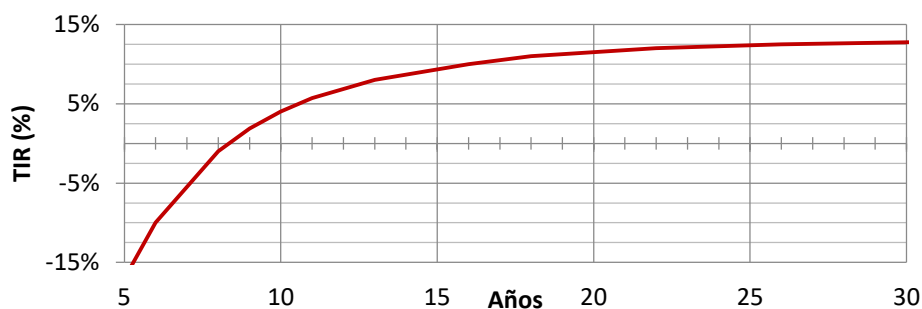


Figura 52: Evolución del TIR (laboratorio de emisiones + departamento de calidad). (Fuente: elaboración propia).

Como se puede ver, el coste de inversión de las PFV necesarias supone una parte importante del coste total (entre el 50 % y el 70 %), mientras que el de las BIL es algo menor en comparación (entre el 30 % y el 50 %) pero también supone un porcentaje relevante del coste total. El punto positivo es que la amortización del elevado coste de inversión de las PFV ha de repartirse entre el tiempo de vida de las mismas, que por lo general es muy largo (de 20 a 40 años). Por otro lado, las PFV aisladas no pueden servir como único sistema de generación de energía apto, debido a que en el caso estudiado existe también una demanda durante la noche, y recíprocamente las baterías aisladas no pueden funcionar sin un sistema de generación de energía.

Así pues, las placas y baterías se complementan en un sentido funcional, pero también pueden complementarse en el aspecto económico, pese a que parezca menos evidente. Esto es debido a que con un SAE que permita reemplazar completamente la fuente de energía eléctrica empleando FPV, el total del ahorro de energía eléctrica puede destinarse a la amortización de las placas, reduciendo significativamente el tiempo que se tarda en amortizar la inversión. Además, pasado el periodo de amortización, el coste de la energía eléctrica se reduce drásticamente durante el resto de la vida útil de las PFV. Finalmente, el uso de placas permite rentabilizar al máximo la capacidad del SAE, ya que le da un papel principal que no podría esperarse en caso de generar la energía por otros medios en que la periodicidad es menos regular o no existan horas en que es imposible producirla.

5. Análisis del impacto ambiental

5.1. Normativas y reglamentos medioambientales

La normativa que se establece alrededor de una temática concreta a menudo refleja las preocupaciones e intereses de la sociedad sobre un determinado tema, y refleja también el nivel de compromiso que asumen los gobiernos respecto a esos intereses. Este es también el caso de la movilidad eléctrica.

Algunos países han suscrito la transición hacia la movilidad eléctrica haciendo leyes nacionales que acercan la fecha límite a la fecha actual, como por ejemplo Francia y Reino Unido, que fijan el 2040 como la fecha en que se prohibirá la venta de vehículos con motores de gasolina y diésel. Además en el medio plazo se van a aplicar también algunas restricciones en la circulación por centros urbanos de las grandes ciudades europeas, haciendo que el conjunto de estas leyes transformen la poderosa industria del automóvil (22).

A continuación se presentan las normativas existentes de ámbito europeo y español que han de considerarse en actividades relacionadas con la fabricación, uso y reciclaje de baterías para VE. Las normativas inciden en la responsabilidad de los fabricantes de automóviles en lo que se refiere al tratamiento final de las baterías, que engloba el segundo uso, reciclaje y almacenamiento. En este aspecto la normativa vigente difiere de las que hacen referencia al VCI, en las cuales la responsabilidad corresponde al propietario del vehículo.

Directiva 2000/53/CE relativa a los vehículos en el final de su vida útil

Esta directiva establece medidas destinadas a la prevención de los residuos procedentes vehículos así como la reutilización y reciclado de los mismos en el final de su vida útil. En el artículo 7.1 se dictamina que los estados adoptaran las medidas necesarias para la reutilización de componentes, estableciendo objetivos por fechas.

Directiva 2006/66/CE relativa a los residuos de pilas y acumuladores

La directiva indica que las baterías empleadas en automoción procedentes de vehículos privados no supondrán costes para el usuario final cuando se desechen como residuos, ni la obligación de comprar una batería nueva. La responsabilidad del reciclaje o tratamiento de las baterías debe

asumirla el fabricante. Además el usuario final tiene el derecho a recibir información completa sobre la obligación de desechar las baterías por parte de fabricantes o distribuidores.

Reglamento (UE) 2019/631 del Parlamento Europeo y del Consejo (17 de abril de 2019) por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de CO₂

Este reglamento establece unos objetivos en materia de emisiones de CO₂ de los turismos matriculados nuevos, y obliga a los fabricantes a cumplir dichos objetivos en nuevos turismos y vehículos comerciales ligeros. En lo que respecta a turismos nuevos, los objetivos (aplicables a partir del 1 de enero de 2020) establecen un promedio máximo de emisiones de 95g de CO₂ por Km (artículo 1.2). Para los años posteriores se establecen también unos objetivos de reducción de emisiones adicional (artículos 1.3-1.7). Los fabricantes tienen la posibilidad de formar una agrupación a efectos del cumplimiento de sus obligaciones (artículo 6.1).

Para el cálculo de las emisiones se establecen súper créditos, de tal forma que cada turismo nuevo con emisiones por debajo de 50 g de CO₂ equivale a dos turismos en 2020, cifra que se va reduciendo en los años 2021 y 2022 y desaparece en el año 2023 (artículo 5). Dicho artículo incentiva la rápida introducción del VE por parte de los fabricantes y un cambio radical del modelo productivo en la fabricación de vehículos que se tendrá de producir en los próximos 3 años.

En materia de sanciones, el reglamento establece lo que llama “prima por exceso de emisiones” en el artículo 8, según el cual, si los fabricantes no cumplen los objetivos se establecerá una prima de cálculo anual por exceso de emisiones según la fórmula:

$$Prima\ total = Exceso\ de\ emisiones(> 95g\ CO_2) * 95 * N_{vehículos\ matriculados\ 1a\ vez} [€]$$

Así por ejemplo, si el promedio de emisiones de ventas de vehículos de un fabricante en el año 2020 es de 100 g CO₂/Km, la prima a pagar por cada vehículo vendido es de 475 Euros (5 g de exceso de CO₂ x 95 Euros).

Cabe destacar la importancia de este reglamento, por las implicaciones que tiene en un rápido cambio del modelo productivo que deben afrontar las empresas fabricantes, potenciado los VE, y además, que el índice de ventas de estos vehículos aumente exponencialmente, facilitando el acceso en situaciones de competitividad de estos vehículos para la mayoría de la población. Sólo

se pueden conseguir los objetivos marcados en la normativa fabricando y vendiendo muchos más VE que en la actualidad.

Real Decreto 10/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos

La normativa española sobre pilas y acumuladores describe en el artículo 11 el procedimiento de recogida de los residuos y acumuladores de automoción y establece la responsabilidad de los productores en el tratamiento residual y la obligación de aceptar las baterías de automoción usados procedentes de vehículos privados no destinados a usos comerciales; la recogida, el tratamiento y el transporte no tendrá ningún coste para el usuario final o propietario del vehículo. En el artículo 21 se establece la obligatoriedad de los usuarios finales de entregar las baterías usadas.

Sin embargo, es necesario en el futuro establecer nueva legislación que permita regular la situación futura de los VE, las baterías y sus implicaciones ambientales. El artículo de Reinhardt (23) “Critical evaluation of European Union legislation on the second use of degraded traction batteries” indica que no existe en la actualidad una legislación específica europea para VE que regule e impulse tecnologías sostenibles como el segundo uso de baterías de VE en sistemas de almacenamiento de energía. Es necesario un nuevo marco normativo que permita las potencialidades económicas y ambientales de la integración de las baterías de segundo uso con fuentes de energía renovables.

5.2. Afectaciones medioambientales

Efectos medioambientales de la fabricación y uso de baterías en VE

La Agencia Europea del Medio Ambiente en el informe “Vehículos eléctricos desde el ciclo de vida y las perspectivas de la economía circular” (2018) (24) hace un análisis de los impactos en el medio ambiente a lo largo de todo el ciclo de vida del VE, incluyendo la extracción de minerales para su fabricación, su producción, su vida útil en la conducción y su tratamiento como residuo. Dicho informe concluye que aunque los VE generan mayores impactos en el uso de materiales y su fabricación, éstos ofrecen reducciones importantes de las emisiones que provocan el cambio climático. Teniendo en cuenta todo el ciclo del VE, el valor de las emisiones de VE será entre un 20

y un 30% inferior al de los VCI, y un 90% menor si sus baterías se recargasen con electricidad solar o eólica. Así, un coche de combustión aportaría unos 143 gramos de CO₂ por kilómetro, en todo el ciclo del vehículo, mientras que uno eléctrico aportaría entre 60 y 76 gramos de CO₂, según las recargas actuales medias de la Unión Europea. El informe indica que con las políticas actuales europeas de lucha contra el cambio climático, dichas emisiones llegarían a 16 gramos en el año 2050.

En lo referente al fin de la vida útil de las baterías, el informe señala que aunque supone la parte más reducida de su impacto global, el reciclaje tiene efectos positivos para la disponibilidad de las materias primas y su utilización en segundo uso para almacenamiento de energía puede reducir de forma significativa los impactos ambientales en su uso con energías renovables.

Afectación medioambiental del reciclaje de baterías

La jerarquía de gestión de residuos (**Figura 53**), o escala de Lansink, es un concepto desarrollado por el político holandés Ad Lansink, en el año 1979, que fue presentado al parlamento holandés y asumido por la Unión Europea. Es una representación esquemática donde se clasifican las opciones de gestión de residuos de más a menos deseables desde el punto de vista ambiental. Las cinco categorías son: prevención, reutilización, reciclaje, recuperación y eliminación. Así, según la escala de Lansink, es preferible el segundo uso al reciclaje desde el punto de vista medioambiental.

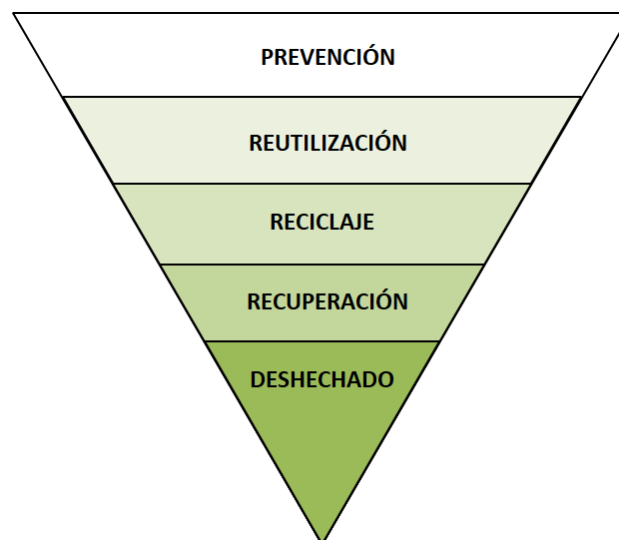


Figura 53: Niveles del tratamiento de residuos, ordenados de mayor cantidad de residuos generados a menor cantidad de residuos generados.(25).

En el artículo de Harper (25) se relaciona la escala de Lansink con el reciclaje de baterías. La prevención implica que los BIL deben utilizar materiales menos críticos y que los VE sean más ligeros y con menos potencia, la reutilización implica un segundo uso, el reciclaje implica la recuperación de sus materiales con el mínimo impacto posible, la recuperación es su uso como energía o combustible y el desechado implica almacenaje como residuo.

El artículo de Harper analiza los costes medioambientales del reciclaje y la problemática que conlleva la separación química de los componentes (**Figura 54**). Propone una serie de mejoras que optimizarían el proceso de reciclaje desde un punto de vista ambiental: mejoras tecnologías de clasificación, un método para separar los materiales de los electrodos, mayor flexibilidad del proceso, diseño para el reciclaje y mayor estandarización de las baterías por parte de los fabricantes.

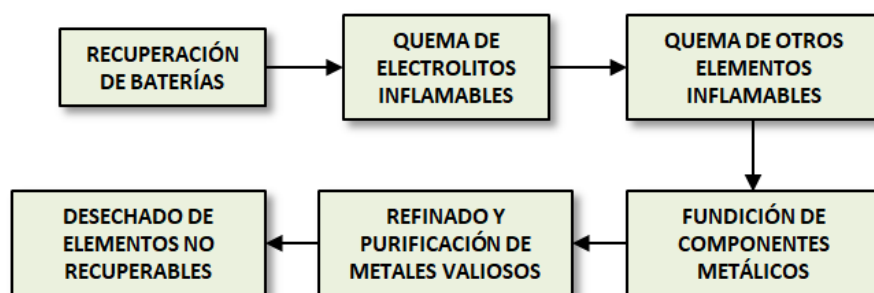


Figura 54: Fases del reciclaje de BIL (5).

Cabe considerar que el reciclaje también será el destino final de las baterías en segundo uso, por lo que las implicaciones ambientales del reciclaje deben tenerse en cuenta aun viendo el balance positivo del segundo uso frente al reciclaje. El informe de la comisión europea sobre la ejecución del Plan de acción estratégico para las baterías (24) incide en profundizar en economía circular y garantizar el acceso a materiales secundarios para las baterías. Así, por ejemplo, la contribución del reciclado de baterías de VE para las necesidades de cobalto en la EU podría alcanzar el 10%, por encima de la contribución del sector minero. El informe señala la necesidad de establecer marcos normativos necesarios para recuperar los materiales valiosos del gran volumen de baterías que se generarán en los próximos años.

Afectación medioambiental del uso de 2ª vida. El proyecto SASLAB

Las ventajas medioambientales de la reutilización de las baterías en segundo uso, dependen de dos factores:

- a. Las fuentes de energía de generación de electricidad con la que se usan
- b. El envejecimiento o vida útil de las baterías en segundo uso.

En el artículo de Canals, Amante y Canal (27) se analiza el comportamiento de las baterías de segunda vida en cuatro utilidades diferentes (estación rápida de recarga de VE, autoconsumo con placas solares, regulación del área y aplazamiento de la transmisión). También se analiza el final de la vida útil de las baterías de segundo uso en cada una de las cuatro utilidades con un abanico de 6 a 30 años según utilidad, siendo el apoyo de las baterías a la recarga rápida de VE la que ofrece mayor durabilidad (30 años).

Desde un punto de vista medioambiental las ventajas de una mayor durabilidad de las baterías en segundo uso son evidentes y eliminan el impacto medioambiental provocado por la fabricación de nuevas baterías que servirían para el mismo uso (debe considerarse que la fabricación de una batería para VE emite alrededor de 4.000 Kg. De CO₂, que es el 50% de las emisiones totales de fabricación de VE).

Las mayores ventajas medioambientales se producen en la utilización de las baterías junto a paneles solares para el autoconsumo, ya que permiten reducir o eliminar la generación de energía por parte de las centrales eléctricas más contaminantes.

Así, de las cuatro aplicaciones analizadas, las de servicios orientados a la red no tienen ventajas medioambientales y sí que las tienen las aplicaciones que usan fuentes de energía renovables.

El proyecto SASLAB (Sustainability Assessment of Second Life Application of Automotive Batteries) (26)(27), recopiló información de estudios precedentes y analizó rendimientos de ciclo de vida con pruebas directas y experimentales. Incluyó el análisis de posible segundo uso en situaciones de almacenamiento de energía como refuerzo en instalaciones fotovoltaicas, regulador fotovoltaico, regulación de frecuencia primaria, cambios temporales de energía y control de picos. El objetivo era estudiar no solo la viabilidad técnica sino también evaluar los beneficios e inconvenientes desde un punto de vista ambiental.

Las conclusiones indican que los resultados pueden producir beneficios ambientales con el segundo uso frente a baterías nuevas, especialmente si la aplicación se relaciona con proyectos de autoconsumo fotovoltaico, cuando sustituyen baterías nuevas, ya que se evitan las afectaciones ambientales de una batería nueva. Se espera que las nuevas tecnologías que se están desarrollando, especialmente la mayor densidad de las baterías de la próxima generación, puedan dar como resultado una mayor vida útil de las baterías, nuevas oportunidades de reutilización y, como consecuencia, mayores beneficios ambientales.

Las conclusiones también señalan las implicaciones políticas que debe asumir la Unión Europea en los próximos años para revisar y actualizar normativamente las directivas de baterías residuales, las directivas sobre vehículos y final de su vida útil y posibles regulaciones del ecodiseño de las baterías (con implicación ambiental), para la política de materias primas (incluyendo la Alianza de baterías) y para acuerdos de innovación tecnológica.

Según Podias (26), el proceso de degradación de baterías es complejo y uno de los principales retos para reutilizar las BIL procedentes de VE es diseñar un sistema capaz de medir y cuantificar la evolución de las prestaciones eléctricas y determinar con precisión su vida útil restante según la aplicación a la que se destine.

Hossain, en un artículo reciente (año 2019) hace una revisión exhaustiva de las baterías de segunda vida: estado actual, consideraciones de fabricación, aplicaciones, impactos, barreras, soluciones potenciales, estrategias y políticas de negocio. Des del punto de vista de los impactos, el artículo de Hossain (28) analiza el destino de las baterías después de la segunda vida, siendo la recuperación de materiales útiles reciclables para otro uso, la mejor opción ambiental. Sin embargo, según Hossain, dicha opción puede ser viable y adoptarse en regiones desarrolladas con preocupaciones medioambientales como Estados Unidos, Canadá, la Unión Europea, Corea o Japón, sin embargo, en otros países sería problemático el reciclaje.

5.3. Balance medioambiental de la propuesta planteada

El impacto ambiental es un aspecto importante en cualquier proyecto, pero lo es especialmente en un trabajo como este, donde más allá de un beneficio económico, se busca también un impacto ambiental positivo en el paso del sistema eléctrico típicamente utilizado a uno nuevo. Pese a que la reutilización de un elemento con una contaminación asociada a su proceso de producción ya supone una reducción del impacto ambiental per se (en comparación con desechar

o reciclar dicho elemento), es necesario cuantificar el impacto para poder hacer una valoración fiable de cómo repercute en el medio ambiente el proyecto que se plantea. En ese sentido, se plantea el análisis con los dos elementos del sistema que pueden afectar al impacto ambiental: las BIL y el subsistema de generación de energía eléctrica empleado en cada caso.

Como se ha visto, las BIL contienen litio, que es un elemento caro y su extracción, procesado y distribución tienen unas emisiones de CO₂ atribuidas. No obstante, durante su primer ciclo de vida (y en caso de que corresponda, también en el segundo) no se emite ningún residuo, por lo que el impacto ambiental de una BIL ocurre durante su producción y en el momento de desecharla. Dado que en este trabajo las BIL se encuentran en segundo ciclo de vida, el impacto asociado a la producción puede achacarse al primer ciclo de vida, y considerar así sólo el impacto ambiental debido a su desecho. En lo que refiere al desecho, el reciclaje del litio es esencial por dos motivos: por la escasez del material y por lo contaminante que es.

En segundo lugar se plantea el impacto ambiental que supone la utilización de placas solares, versus el impacto ambiental asociado a la producción de la misma energía eléctrica mediante otros sistemas de generación de energía no renovable. Dada la casuística en que nos encontramos, donde en el entorno industrial de SEAT la energía eléctrica se produce mediante cogeneración y tiene un coste fijo, es relativamente sencillo estimar los Kg de CO₂ equivalentes a las emisiones producidas durante el proceso de producción de electricidad. Por otro lado, no existen emisiones de CO₂ equivalente asociadas a la producción eléctrica en una PFV. Así pues, cada kWh de energía eléctrica producida con PFV supone un ahorro de emisiones producidas (medido en Kg de CO₂ equivalente)(22)(10).

Como se ha podido observar en los artículos citados, se obtienen mayores beneficios ambientales cuando se utilizan sistemas de segundo uso de baterías aplicados a energías renovables (fotovoltaicas o eólicas) sin conexión a la red. Un tema aparte es el destino final de las baterías de segundo uso una vez no sean útiles; en este caso, el reciclaje de materiales es la opción más sostenible. En relación al sistema actual de suministro de energía, el balance también es positivo, pues el sistema actual se basa en la fuente de gas natural, que aunque genera menos emisiones que otras fuentes de energía como carbón o petróleo, en la fase de extracción se producen afectaciones que contaminan el agua potable y provoca emisiones de CO₂ y metano, sobre todo si se realiza la extracción mediante *fracking*. También hay afectaciones en el transporte pues sólo el 1% del gas natural que se utiliza se extrae en España.

6. Conclusiones

Existe en la actualidad una enorme dependencia por parte de las empresas fabricantes de VE hacia la producción de baterías concentrada en países asiáticos. La Unión Europea debe subsanar esta anomalía ya que es una potencial amenaza en el equilibrio productivo de los VE.

La forma más respetuosa medioambientalmente de usar las baterías de VE en segundo uso es combinándola con energías renovables (fotovoltaicas o eólicas), ya que el uso combinado con electricidad convencional no ofrece ventajas medioambientales.

El segundo uso de baterías de VE optimizado medioambientalmente en todas las instalaciones posibles de una marca automovilística (instalaciones centrales, factorías, concesionarios, puntos de recarga, etc.) ofrece un valor añadido que puede ser explotado comercialmente y puede ser valorado positivamente por los clientes.

Con el aumento de ventas de VE se producirá en los próximos años una excedencia de baterías. Si se generaliza el segundo uso viable económicamente, éstas baterías de segundo uso tendrán un precio de mercado estable que permitirá a los fabricantes repercutir este valor reduciendo el precio de venta de los VE.

Es necesario que la Unión Europea establezca directrices para regular las baterías en el final de ciclo de vida en VE y potencie el segundo uso frente al reciclaje o la acumulación. Se debe evitar que la acumulación sea el destino final de las baterías a medio o largo plazo.

Además de la viabilidad económica de la propuesta planteada, existen otros factores a tener en cuenta: la estabilidad de costes que ofrece la propuesta frente al uso actual, los mayores beneficios medioambientales, la percepción de la marca por su implicación medioambiental que tiene un impacto comercial positivo y dar un uso-valor a las baterías en segundo uso que puede repercutir en reducir el precio de venta de los VE.

Desde un punto de vista técnico es posible la implementación de la propuesta en los departamentos analizados.

Desde un punto de vista económico se recupera la inversión en 8 años, y se consigue un TIR del 10% en el año 25 de la inversión, lo que garantiza la viabilidad de la propuesta.

Desde un punto de vista ambiental, el balance de la propuesta es positivo tanto en referencia al reciclaje de baterías como en referencia al sistema actual de generación de energía eléctrica que sustituiría la propuesta.

7. Recomendaciones de continuidad del trabajo

Hay varios factores que inciden en la gran necesidad futura de trabajos y estudios técnicos que permitan un uso masivo de las baterías de segunda vida, después de su uso en VE. Estos factores son los siguientes:

- a) La introducción masiva de los VE es un proceso disruptivo irreversible que se va a producir en los próximos años, y pese a que la transición pueda ser lenta y difícil en algunos aspectos, es inevitable que en el medio y largo plazo acabe sucediendo.
- b) El gran aumento del uso de baterías para VE y su disposición a final del ciclo después de su uso en VE, permite tres posibles destinos: almacenaje, reciclaje y segundo uso. De todos ellos, el segundo uso para acumulación de energía renovable es el que menos impacto medioambiental produce.
- c) Son necesarios estudios que permitan el desarrollo de los distintos tipos de BIL para reducir las emisiones de CO₂ generadas en la extracción, fabricación, uso y segunda vida o reciclaje de las baterías de VE.
- d) La situación actual de cambio climático provocado por emisiones contaminantes es un tema que amenaza el planeta y exige respuestas en todos los niveles de la sociedad. Son y serán imprescindibles los proyectos y estudios científicos que aporten mejoras en la sostenibilidad.

En referencia al trabajo realizado sería necesario para su implementación un proyecto técnico de detalle que contemplara las necesidades y especificaciones del estudio.

8. Planificación del trabajo

Semana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	Horas dedicación
Definición objetivos del TFM																						10
Recopilación de información publicada																						25
Reuniones tutoría y coordinación																						10
Conocimiento entorno SEAT																						30
Estudio técnico necesidades SEAT																						40
Recopilación de datos SEAT																						50
Selección de documentos utilizables																						20
Lectura de documentos utilizables																						110
Planteamiento de la estructura del estudio																						20
Redacción introducción – estado del arte																						30
Elaboración y redacción propuestas																						30
Elaboración y redacción análisis económico y costes del estudio técnico																						60
Elaboración y redacción análisis del impacto medioambiental																						40
Elaboración y redacción conclusiones y resultados																						20
Redacción bibliografía y fuentes consultados																						20
Selección y redacción de imágenes, índices y tablas																						20
Presupuesto del trabajo																						10
Revisión final del trabajo																						30
Auto informe de calidad																						5
Preparación presentación oral																						20
TOTAL																						600

Inicio: 16 de setiembre de 2019. Finalización: 2 de febrero de 2020

9. Referencias

Para la realización del proyecto se han consultado los siguientes documentos:

Artículos y publicaciones científicas

1. Bloch, C. et al. Breakthrough Batteries. Powering the Era of Clean Electrification. A: [en línea]. (Consultado el: 12/10/19) Disponible a: <http://www.rmi.org/breakthrough-batteries>.
2. Canals, L.C. 2016, *Modelling Li-ion battery aging for second life business models*. Tesis doctoral. Enginyeria de Projectes i Sistemes Dissertation submitted to the Universitat Polit. núm. February. (Consultado el: 15/10/19) Disponible a: upcommons.upc.edu/handle/2117/115031
3. Guo, Q. et al. 2017, Estimation of electric vehicle battery state of health based on relative state of health evaluation. A: *Proceedings of 2017 IEEE 2nd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference, IAEAC 2017*. Vol. 1, p. 1998-2002. DOI 10.1109/IAEAC.2017.8054365.
4. Li, Y. i Cheng, Y. 2019, *Lithium-ion battery state of health monitoring based on ensemble learning*. Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). SBN 9781538634608. DOI: 10.1109/ACCES.2019.2891063
5. Canals Casals, L. et al. 2016, PHEV Battery Aging Study Using Voltage Recovery and Internal Resistance from Onboard Data. A: *IEEE Transactions on Vehicular Technology*. Vol. 65, núm. 6, p. 4209-4216. ISSN 00189545. DOI 10.1109/TVT.2015.2459760.
6. Ding, Y. et al. 2019, Automotive Li-Ion Batteries: Current Status and Future Perspectives. A: *Electrochemical Energy Reviews* [en línea]. Springer Singapore, Vol. 2, núm. 1, p. 1-28. ISSN 2520-8489. DOI 10.1007/s41918-018-0022-z.
7. Thackeray, M.M. et al. 1983, Lithium insertion into manganese spinels. A: *Materials Research Bulletin*. Vol. 18, núm. 4, p. 461-472. ISSN 00255408. DOI 10.1016/0025-5408(83)90138-1.
8. Myung, S.T. et al. 2017, Nickel-Rich Layered Cathode Materials for Automotive Lithium-Ion Batteries: Achievements and Perspectives. A: *ACS Energy Letters*. Vol. 2, núm. 1, p. 196-223. ISSN 23808195. DOI 10.1021/acsenergylett.6b00594.
9. Battke, B. et al. 2013, A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications. A: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* [en línea]. Elsevier, Vol. 25, p. 240-250. ISSN 13640321. DOI 10.1016/j.rser.2013.04.023.
10. Casals, L.C. et al. 2017, Second life of electric vehicle batteries: relation between materials degradation and environmental impact. A: *International Journal of Life Cycle Assessment*. Springer Verlag, Vol. 22, núm. 1, p. 82-93. ISSN 16147502. DOI 10.1007/s11367-015-0918-3.
11. Neubauer, J.S. et al. 2012, A techno-economic analysis of PEV battery second use: Repurposed-battery selling price and commercial and industrial end-user value. A: *SAE Technical Papers*. ISSN 26883627. DOI 10.4271/2012-01-0349.

12. Curry, C. 2017, Lithium-ion Battery Costs and Market Squeezed margins seek technology improvements & new business models. Bloomberg New Energy Finances. (Consultado el: 12/12/19) Disponible a: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>

13. Mayyas, A., Steward, D. i Mann, M. 2018, Impact of Li-ion battery recycling on the supply. A: *Global Battery Raw Materials 2018, Held at AABC 2018*. p. 63-78. (Consultado el: 8/11/19) Disponible a: <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/71610.pdf>

14. Mann, M. Battery Recycling Supply Chain Analysis. 2019, National Renewable Energy Laboratory. (Consultado el: 12/12/19) Disponible a: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/74229.pdf>

15. Andre, D. et al. 2013, Advanced mathematical methods of SOC and SOH estimation for lithium-ion batteries. A: *Journal of Power Sources* [en línea]. Elsevier B.V, Vol. 224, p. 20-27. ISSN 03787753. DOI 10.1016/j.jpowsour.2012.10.001.

16. Doughty, D.H. i Pesaran, A.A. 2012, Vehicle Battery Safety Roadmap Guidance. A: *National Renewable Energy Laboratory*. núm. October, p. NREL/SR-5400-54404. DOI 10.2172/1055366.

17. Amores Sánchez, F. (2010). Seguridad contra incendios en instalaciones eléctricas de baja tensión. En DELASI. *Módulo del diplomado en ingeniería del fuego* (p. 1-116). APCI. p. 1-116. (Consultado el: 19/12/19)

18. Guney, M.S. i Tepe, Y. 2017, Classification and assessment of energy storage systems. A: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Vol. 75, núm. November, p. 1187-1197. ISSN 18790690. DOI 10.1016/j.rser.2016.11.102.

19. Mosely, I. et al. 2015, Practical Design Considerations of Cascaded Hybrid Battery Storage Systems Acknowledgements. 17 th European Conference on Power Electronics and Applications. DOI: 10.1109/EPE.2015.7309434

20. Mukherjee, N., Strickland, D. i Abedi Varnosfaderani, M. 2015, Adaptive Control of Hybrid Battery Energy Storage Systems under Capacity Fade *. A: *EPE Journal (European Power Electronics and Drives Journal)*. Vol. 25, núm. 4, p. 25-33. ISSN 22957103. DOI 10.1080/0939-8368.2015.11882293.

21. Beltrán-Telles, A. et al. 2017, Prospectiva de las energías eólica y solar fotovoltaica en la producción de energía eléctrica. A: *CienciaUAT*. Vol. 11, núm. 2, p. 105. ISSN 2007-7521. DOI 10.29059/cienciauat.v11i2.742.

22. Poliscanova, J. 2019, Green Powerhouse. T & E blueprint for battery regulations in Europe. Transport & Environment. p. 1-10. (Consultado el: 16/10/19) Disponible a: <https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/Green%20powerhouse%20E2%80%93%20a%20blueprint%20for%20battery%20regulations%20in%20Europe.pdf>

23. Reinhardt, R. et al. 2016, Critical evaluation of European Union legislation on the second use of degraded traction batteries. A: *International Conference on the European Energy Market, EEM*. Vol. 2016- July. ISSN 21654093. DOI 10.1109/EEM.2016.7521207.

24. EEA. 2018. *Electric vehicles from life cycle and circular economy perspectives - TERM 2018: Transport and Environment Reporting Mechanism (TERM) report*. ISBN 9789292139858. DOI 10.2800/77428.
25. Harper, G. et al. 2019, Recycling lithium-ion batteries from electric vehicles. A: *Nature*. Springer US, Vol. 575, núm. 7781, p. 75-86. ISSN 14764687. DOI 10.1038/s41586-019-1682-5.
26. Podias, A. et al. 2018, Sustainability assessment of second use applications of automotive batteries: Ageing of Li-ion battery cells in automotive and grid-scale applications. A: *World Electric Vehicle Journal*. Vol. 9, núm. 2. ISSN 20326653. DOI 10.3390/wevj9020024.
27. Bobba, S. et al. 2018. *Sustainability Assessment of Second Life Application of Automotive Batteries (SASLAB)*. European Commision. ISBN 978-92-79-92835-2. DOI 10.2760/53624.
28. Hossain, E. et al. A 2019, Comprehensive Review on Second-Life Batteries: Current State, Manufacturing Considerations, Applications, Impacts, Barriers Potential Solutions, Business Strategies, and Policies. A: *IEEE Access*. IEEE, Vol. 7, p. 73215-73252. ISSN 21693536. DOI 10.1109/ACCESS.2019.2917859.

Normativas, informes técnicos

-Directiva 2000/53/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de septiembre de 2000 relativa a los vehículos al final de su vida útil. Diario Oficial de las Comunidades Europeas. 21-10-2000. <https://www.boe.es/doue/2000/269/L00034-00043.pdf>

-Directiva 2006/66/EC del Parlamento Europeo y del Consejo, de 6 de septiembre de 2006, relativa a los residuos de pilas y acumuladores. Diario Oficial de la Unión Europea. 29-09-2006. <https://www.boe.es/doue/2006/266/L00001-00014.pdf>

-Reglamento (UE) 2019/631 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 17 de abril de 2019, por el que se establecen normas de comportamiento en materia de emisiones de CO₂ de los turismos nuevos. Diario oficial de la Unión Europea 25-04-2019. <https://www.boe.es/doue/2019/111/L00013-00053.pdf>

-Real Decreto 106/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos. BOE. 12-02-2008. <https://www.boe.es/buscar/pdf/2008/BOE-A-2008-2387-consolidado.pdf>

-IDAE. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red (RCT-A-REV). Febrero de 2019. (Consultado el: 2/12/19) https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf

-Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad frente al riesgo eléctrico. BOE 21-06-2001. <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2001-11881>

-Real Decreto 842/2002 del Reglamento electrotécnico para baja tensión. BOE 18-09-2002. <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2002-18099>